

Informe de la Prueba Pruebas de Consumo Específico de la Unidad Generadora Nueva Ventanas

Coordinador Eléctrico Nacional

Referencia del Cliente: Pruebas de Consumo Específico Neto Unidad TER Nueva Ventanas U1

Doc No: 23-0113

Fecha de emisión: 2023-12-22

Fecha de última revisión: 2023-12-22





Detalles del Cliente

Nombre del Cliente: Coordinador Eléctrico Nacional
 Dirección del Cliente: Avenida Parque Isidora Sur N°1061,
 Pudahuel, Santiago, Chile

Persona de contacto: Gretchen Zbinden
 Bárbara Basualto Baeza
 Eduardo Gonzalez

Detalles de Certa Veritas

Entidad Legal: CerTa Veritas B.V. (former KEMA PTM)
 Dirección: 't Veld 13, 6666 MK
 Heteren, los Países Bajos
 Telefono: +31 6 1506 3348

Sobre este documento

Título de la proyecto: Pruebas de Consumo Específico Neto Unidad TER
 Nueva Ventanas U1
 Project No.: 20230031
 Título de la informe: Pruebas de Consumo Especifico de la Unidad
 Generadora Nueva Ventanas
 Fecha de emisión: 2023-12-22
 Fecha de última revisión: 2023-12-22
 Protocolo No.: 23-0113

Tarea y objetivo

Preparado por: Aprobado por:


 M.J.G Snippert
 Experto Técnico


 A. Groenevelt
 Experto Técnico

- Distribución ilimitada (interna y externa)
- Distribución ilimitada dentro de CerTa Veritas
- Distribución limitada dentro de CerTa Veritas después de 3 años
- No distribución (confidencial)
- Secreto

No está permitida la referencia a partes de este informe que puedan dar lugar a interpretaciones erróneas.

Rev. No.	Fecha	Motivo de la emisión	Preparado por	Aprobado por
0	2023-12-22	Primera edición versión borrador	M.J.G. Snippert	A. Groenevelt



Índice

EXECUTIVE SUMMARY / RESUMEN EJECUTIVO	1
1 INTRODUCTION / INTRODUCCIÓN	3
2 DESCRIPTION OF THE UNIT / DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD	4
3 STANDARDS / ESTÁNDARES	5
4 REFERENCE CONDITIONS /CONDICIONES DE REFERENCIA	6
5 TEST PROGRAM HEAT RATE TESTS / PROGRAMA DE PRUEBAS DE CONSUMO ESPECIFICO.....	7
6 OPERATING CONDITIONS / CONDICIONES OPERACIONALES	8
7 MEASUREMENTS / MEDICIONES	11
8 CORRECTIONS TO REFERENCE CONDITIONS / CORRECCIONES A LAS CONDICIONES DE REFERENCIA	13
9 RESULTS / RESULTADOS	14
10 OBSERVATIONS BEFORE AND DURING THE TESTS / OBSERVACIONES ANTES Y DURANTE LAS PRUEBAS	22
11 UNCERTAINTY CALCULATION / CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE	25
APÉNDICE A Test measurement list, point and certificates / Lista de mediciones de prueba, puntos y certificados	
APÉNDICE B DCS measuring point list / Lista de puntos de medición del DCS	
APÉNDICE C Results analysis coal, bottom ash and fly ash / Analisis de resultados de carbon, escoria y ceniza volante	
APÉNDICE D Measurement data, AES and Proterm / Datos de medición, AES y Proterm	
APÉNDICE E Control panel screen dumps / Control de captura de pantallas	
APÉNDICE F Results CerTa Veritas calculation program / Resultados del programa de cálculo de CerTa Veritas	
APÉNDICE G Result ASME PTC 4 heat balance / Resultado ASME PTC 4 balance térmico	
APÉNDICE H Results uncertainty calculation / Cálculo de la incertidumbre de los resultados	

EXECUTIVE SUMMARY / RESUMEN EJECUTIVO

Project

In close operation and by order of Coordinador Eléctrico Nacional (the Coordinator), the heat rate measurements at Nueva Ventanas, as per Coordinator requirement, have been conducted by CerTa Veritas (- former PTM team of KEMA -) as an independent party in the period September 26th 2023 through September 30th 2023. In total seven tests have been performed.

En estrecha operación y por orden del Coordinador Eléctrico Nacional (el coordinador) se han requerido las mediciones de consumo específico neto (CEN) en la Unidad Nueva Ventanas de la corporación de AES Andes, según el requerimiento de Coordinador Eléctrico Nacional (el coordinador) mismas han sido realizadas por CerTa Veritas (-antiguo equipo del PTM de KEMA-) como parte independiente en el período comprendido entre el 26 de septiembre de 2023 y el 30 de septiembre de 2023.

The test procedure, with reference 23-0092 Protocolo de Pruebas CEN La Unidad de Nueva Ventanas rev.1, dated the 8th of September 2023, which has been agreed by parties involved, has been used as a guideline.

El procedimiento de las pruebas han utilizado como referencia el Protocolo de Pruebas CEN La Unidad Nuevas Ventanas rev.1 23-0092, con fecha de 8 de septiembre del 2023, mismo que ha sido aprobado por las partes implicadas.

Purpose

The purpose of the heat rate test is to determine the net heat rate (Consumo Especifico Neto, CEN) of the unit according to the requirements of the Coordinador Eléctrico Nacional (the Coordinator). To fulfil the Coordinator requirements, the heat rate is corrected and adjusted for the common auxiliaries, support auxiliaries and facilities, which are not directly involved to produce fuel related net electrical power of the unit

El propósito de las pruebas de consumo específico es determinar el Consumo Especifico Neto (CEN o Heat Rate) de la unidad de acuerdo con los requisitos del Coordinador Eléctrico Nacional (el Coordinador). Para cumplir con los requisitos del Coordinador, el Consumo Especifico Neto es corregido y ajustado para los auxiliares comunes, auxiliares de soporte e instalaciones que no están directamente involucrados en la producción de energía eléctrica neta relacionada con el combustible de la unidad.

Report

In this report the results are presented of the conducted heat rate tests of Nueva Ventanas. The results are based on the final coal analyze results (100% Cerrejon E), unburned analysis of the fly-ash and bottom-ash. The analysis has been performed by PCM lab Santiago.

En este informe se presentan los resultados de las pruebas realizadas en Nueva Ventanas. Los resultados se basan en los resultados finales del análisis de carbón (100% Cerrejon E), análisis sin quemar de la ceniza volante y la ceniza de fondo. El análisis ha sido realizado por el laboratorio PCM Santiago.

Final Results

In table 1 the final results of the heat rate tests of Nueva Ventanas are presented and a graphical presentation of the net heat rate is given in figure 1. For more detail information of the results, we refer to chapter 9 and Appendix F and G.

En la tabla 1 se presentan los principales resultados finales de las pruebas de consumo específico de Nueva Ventanas y en la figura 1 se presenta una presentación gráfica de CEN. Para una información más detallada de los resultados, véase el capítulo 9 y los apéndices F y G.

Table 1 Summary Result of Nueva Ventanas (HHV) / Resumen de los resultados de la Unidad Nueva Ventanas (HHV)

Number / Número de punto	Performance Test / Pruebas de CEN Date (2023) / Data (2023) Start Test / Inicio Prueba End Test / Termino Prueba	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
			28-09 23:00 01:00	27-09 22:30 00:30	26-09 23:15 01:15	27-09 06:00 08:00	30-09 03:15 05:15	28-09 05:30 07:30	29-09 05:45 07:45
	Net Power Plant Corr.								
@0560	Pe Net Power Unit (kWh)	kW	242516	215913	186108	157490	129117	99290	67580
@0561	Pe Aux.Power Corr.	kW	923	929	902	912	928	942	923
@0957	Pe Add.Corr.Pow.Factor	kW	-140	-108	-89	-67	-53	-33	-17
@0958	Pe Add.Corr.CW. Temp. Pres.	kW	135	121	104	89	74	58	41
@0965	Pe Net Power Unit Corr.	kW	243434	216855	187025	158424	130066	100258	68527
	Net Heat Rate Plant Corr.								
@0960	Qc Fuel Cons.Corr.Plant	kJ/s	669881	605638	532521	461462	388963	313955	236847
@0970	HR Net HR Plant Corr.	kJ/kWh	9906.5	10054.2	10250.4	10486	10766	11273	12442
@0972	HR Net HR Plant Corr.	Kcal/kWh	2366.1	2401.4	2448.3	2504.6	2571.4	2692.6	2971.8
	Net HR Plant @Standard HHV								
@0976	M Coal Corr. HHV (6350)	kg/s	25.20	22.78	20.03	17.36	14.63	11.81	8.91
@0981	HR Net HR Plant (at 6350)	g/kWh	<u>372.6</u>	<u>378.2</u>	<u>385.6</u>	<u>394.4</u>	<u>404.9</u>	<u>424.0</u>	<u>468.0</u>

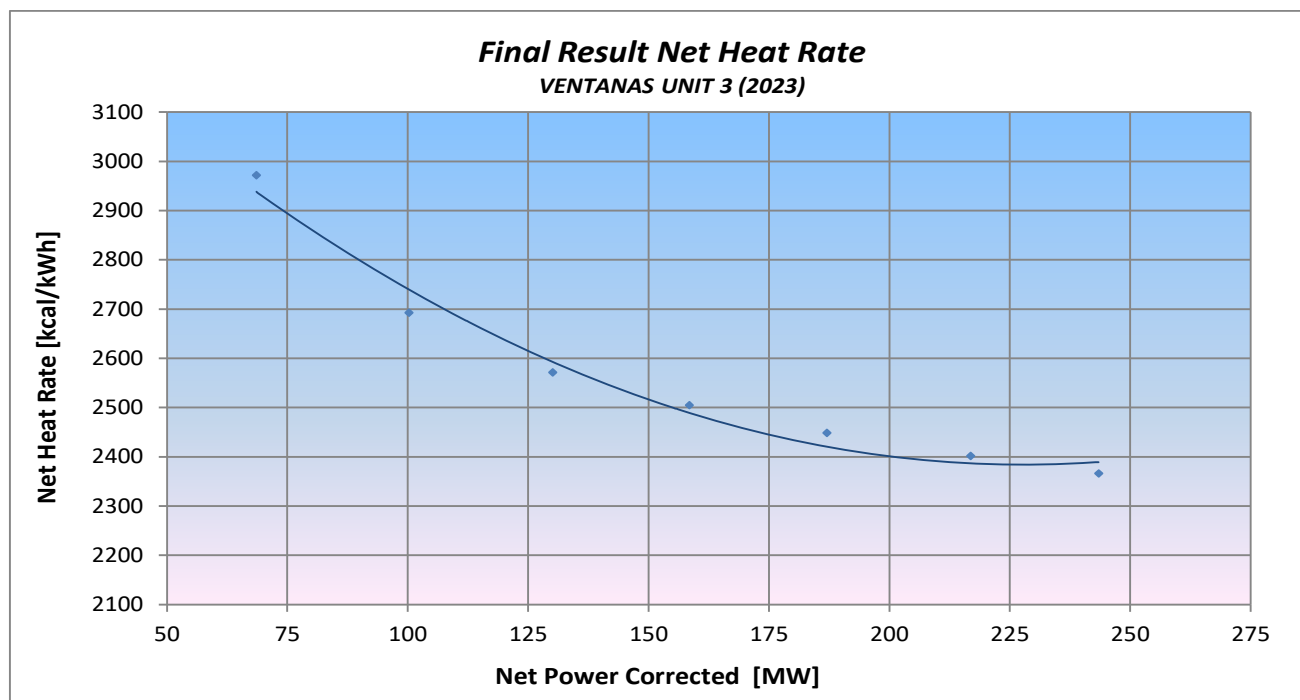


Figure 1 Result Net Heat Rate of Nueva Ventanas / Resultados de la Unidad Nueva Ventanas



1 INTRODUCTION / INTRODUCCIÓN

In close operation and by order of Coordinador Eléctrico Nacional (the Coordinator), the heat rate measurements at Nueva Ventanas, as per Coordinator requirement, have been conducted by CerTa Veritas (- former PTM team of KEMA -) as an independent party in the period from the 26th of September 2023 until the 30th of September 2023. In total seven tests have been performed.

En estrecha operación y por orden del Coordinador Eléctrico Nacional (el coordinador) se han requerido las mediciones de consumo específico neto (CEN) en la Unidad Nueva Ventanas de la corporación de AES Andes, según el requerimiento de Coordinador Eléctrico Nacional (el coordinador) mismas han sido realizadas por CerTa Veritas (-antiguo equipo del PTM de KEMA-) como parte independiente en el período comprendido entre el 26 de septiembre de 2023 y el 30 de septiembre de 2023.

The test procedure, with reference 23-0092 Protocolo de Pruebas CEN La Unidad de Nueva Ventanas rev.1, dated the 8th of September 2023, which has been agreed by parties involved, has been used as a guideline. The observations and deviations from the test procedure are described in chapter 10.

El procedimiento de las pruebas han utilizado como referencia el Protocolo de Pruebas CEN La Unidad Nuevas Ventanas rev.1 23-0092, con fecha de 8 de septiembre del 2023, mismo que ha sido aprobado por las partes implicadas. Las observaciones y desviaciones del protocolo de ensayo se describen en el capítulo 10.

The purpose of the heat rate test is to determine the net heat rate (Consumo Especifico Neto, CEN) of the unit according to the requirements of the Coordinador Eléctrico Nacional (the Coordinator) as described in the Anexo Técnico "Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras". To fulfil the Coordinator requirements, the heat rate is corrected and adjusted for the common auxiliaries, support auxiliaries and facilities, which are not directly involved in the fuel related net electrical power production of the unit.

El propósito de las pruebas de consumo específico es determinar el Consumo Específico Neto (CEN o Heat Rate) de la unidad de acuerdo con los requisitos del Coordinador Eléctrico Nacional (el Coordinador) como se describe en el Anexo Técnico "Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras". Para cumplir con los requisitos del Coordinador, el Consumo Específico Neto es corregido y ajustado para los auxiliares comunes, auxiliares de soporte e instalaciones que no están directamente involucrados en la producción de energía eléctrica neta relacionada con el combustible de la unidad.

The following (external) representatives were present during the performance tests:

Los siguientes representantes (externos) estuvieron presentes durante las pruebas de CEN:

AES Andes	: Mr. Osman Cabrera Vasquez
AES Andes	: Mr. Felipe Delgado
CerTa Veritas	: Mr. Mathijs Snippert

2 DESCRIPTION OF THE UNIT / DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD

The Ventanas power plant (unit 1 till unit 4) is located at the coast near Puchuncavi, Chile, in the Valparaíso Region about 50 km north to Valparaíso. The four units are conventional type coal-fired thermal units with a total installed gross power capacity of 884 MWe.

La planta de energía de Ventanas (unidad 1 hasta la unidad 4) se encuentra en la costa, cerca de Puchuncavi, Chile, en la región de Valparaíso, a unos 50 km al norte de Valparaíso. Las cuatro unidades son unidades térmicas convencionales de carbón con una capacidad bruta total instalada de 884 MWe.

The Nueva Ventanas unit is equipped with a conventional condenser, supplied with seawater from the pumping station. The seawater pumping station also supplies seawater to the multi-stage long tube flash evaporator desalination plant. Desalinated water is treated further in the demineralization plant. The desalination plant supplies make-up water, fire-fighting water, potable water, service water, and other facility water.

La unidad de Nueva Ventanas está equipada con un condensador convencional, suministrado con agua de mar de la estación de bombeo. La estación de bombeo de agua de mar también suministra agua de mar al sistema de destilación con un evaporador flash de tubo largo y etapas múltiples. El agua desalinizada es tratada en la planta de desmineralización. La planta de desalinización suministra los sistemas para agua de reposición (make-up), agua de extinción de incendios, agua potable, agua de servicio y otras instalaciones de agua.

The steam cycle is based on a conventional steam turbine with a nominal operating pressure of 162 bar(a) and a nominal HP and IP operating temperature equal to 568 °C. Low pressure exhaust steam from the steam turbine is condensed in a condenser operating under vacuum. The steam turbine system has no bypass system.

El ciclo de vapor se basa en una turbina de vapor convencional con una presión de funcionamiento nominal de 162 bar (a) y una temperatura de funcionamiento nominal HP e IP igual a 568 °C. El vapor de escape de presión baja de la turbina de vapor se condensa en un condensador que opera al vacío. El sistema de turbina de vapor no tiene sistema de bypass.

The steam turbine generator is connected to the local 245 kV grid through a step-up transformer. The steam turbine generator is connected to the main transformer by means of an isolated phase bus. The unit auxiliary transformers provides the power for the unit's own load and plant's common load.

El generador de turbina de vapor está conectado al sistema local de 245 kV a través de un transformador elevador (step up). El generador de la turbina de vapor está conectado al transformador principal por medio de una barra de fase aislada. La unidad incluye transformadores auxiliares para el servicio de todas las cargas propias de la planta y las cargas de las estaciones comunes.

3 STANDARDS / ESTÁNDARES

The following standards will be used as a guideline for the CEN tests:

Los siguientes estándares serán usados como una guía para las pruebas CEN:

- ASME PTC 46 Performance Test Code on overall Plant Performance, 2015 / [Estándar de Prueba de Rendimiento sobre el Rendimiento General de la Planta](#)
- ASME PTC 4 Fired Steam Generators, 2013 / [Generadores a Vapor](#)
- ASME PTC 6 Steam Turbines, 2004 / [Turbinas de Vapor](#)
- ASME PTC 12.2 Steam Surface Condensers, January 2010 / [Condensadores de Superficie de Vapor](#)
- ASME PTC 19.1 Test uncertainty, 2013 / [Incertidumbre de prueba](#)
- ASME PTC 19.5 Flow Measurement, 2004 / [Medición de Flujo](#)
- ISO 5167 Measurement of fluid flows by means of differential pressure devices inserted in circular cross-section conduits running / [Medición de los flujos de fluido por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en conductos de sección transversal circular](#)
- IAPWS-IFC97 Properties of Water and Steam, The Industrial Standard / [Propiedades de Agua y Vapor, El Estándar Industrial](#)
- NEN-ISO 18283 Hard coal and coke – manual sampling, September 2006 / [Carbón duro y coque – muestreo manual](#)
- NEN-ISO 13909 Mechanical sampling moving streams / [Muestreo mecánico en Corrientes en movimiento](#)
- EN 12952-15 (2003) Water-tube boilers and auxiliary installations / [Calderas acuotubulares e instalaciones auxiliares](#)
- ASTM D3302 Test Method for Total Moisture in Coal / [Método de Prueba para la Humedad Total en el Carbón](#)
- ASTM D3172 Practice for Proximate Analysis of Coal and Coke / [Práctica para Análisis de Proximidad de Carbón y Coque](#)
- ASTM D3173 Test Method for Moisture in the Analysis Sample of Coal / [Método de Prueba de Humedad en el análisis de la muestra de carbón](#)
- ASTM D3174 Test Method for Ash in the Analysis Sample of Coal from Coal / [Método de Prueba de Ceniza en el análisis de la muestra de carbón](#)
- ASTM D3175 Test Method for Volatile Matter in the Analysis Sample of Coal / [Método de Prueba para el análisis de la materia volátil en la muestra de carbón](#)
- ASTM D5685 Test Method for Gross Calorific Value of Coal / [Método de Prueba para el Valor Calorífico Bruto del Carbón](#)
- ASTM D5373 Test Methods for Determination of C, H and N in Analysis Samples of Coal / [Métodos de Prueba para la Determinación de C, H y N en el Análisis de las muestras de carbón](#)
- ASTM D3180 Practice for Calculating Coal and Coke Analyses from As-Determined to Different Bases / [Práctica para Calcular Análisis de Carbón y Coque según lo Determinado por Diferentes Bases.](#)
- ASTM D4239 Test Method for Sulfur in the Analysis Sample of Coal / [Método de Prueba para el Azufre en la Muestra de Análisis de Carbón](#)
- ASTM D7348 Test Methods for LOI of Solid Combustion Residues / [Método de Prueba para LOI de Residuos Sólidos de Combustión.](#)

4 REFERENCE CONDITIONS /CONDICIONES DE REFERENCIA

The CEN of the unit have been corrected to the following reference conditions:

El CEN de la unidad será corregido con las siguientes condiciones de referencia:

Table 4-1 Reference conditions Nueva Ventanas / Condiciones de Referencia Nueva Ventanas

Description / Descripción	Unit	Reference Conditions
Ambient temperature / Temperatura Ambiente	°C	14.90
Ambient relative humidity / Humedad Relativa de Ambiente	%	86
Cooling water inlet temperature / condenser pressure / Temperatura de Entrada de agua de enfriamiento / Presión del Condensador	°C/mbara	15/46
Power factor generator steam turbine / Factor de Potencia generador turbina de vapor	-	0.95

5 TEST PROGRAM HEAT RATE TESTS / PROGRAMA DE PRUEBAS DE CONSUMO ESPECIFICO

Seven tests, as presented in table 5-1, have been evaluated.

Se han evaluado siete pruebas, tal como se presentan en la tabla 5-1.

Table 5-1 Test program/ Programa de pruebas

Performance Test / Pruebas de CEN	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
Date (2023) / Data (2023)	28-09	27-09	26-09	27-09	30-09	28-09	29-09
Start Test / Inicio Prueba	23:00	22:30	23:15	06:00	03:15	05:30	05:45
End Test / Termino Prueba	01:00	00:30	01:15	08:00	05:15	07:30	07:45

6 OPERATING CONDITIONS / CONDICIONES OPERACIONALES

The purpose of the tests was to access the real performance of the unit as accurate as possible under normal operation conditions. The unit was operating stand alone without any interconnection to the other units, so no interconnection with auxiliary steam systems and/or auxiliary power systems with the other units. All auxiliary steam and/or auxiliary power which is not directly needed for power generation by the unit were shut down. During all the heat rate tests of Nueva Ventanas, Campiche Ventanas was also not in operation.

El objetivo de estas pruebas es acceder al rendimiento real de la unidad de la forma más precisa posible en condiciones normales de operación de la planta. La unidad tiene que funcionar sin ninguna interconexión con otras unidades y operar de manera independiente, por lo que no existirá interconexión de sistemas auxiliares de vapor y / o interconexión de energía auxiliar entre las otras unidades. Todo el vapor auxiliar y / o sistema de potencia auxiliar que no se necesite directamente para la generación de energía de la unidad será detenido o aislado. Durante la ejecución de las pruebas de CEN en Nueva Ventanas, Campiche Ventanas estaba en operación, pero no existieron auxiliares comunes en operación.

The unit was operating with the nominal internal set points of the main parameters. To increase the stability of the unit and the quality of the measurements, the following operating conditions – which might deviate from normal operation conditions - were applied:

La unidad será operada con los puntos de ajuste (setpoints) internos nominales de los parámetros principales. Para aumentar la estabilidad calidad de las mediciones, se aplicarán las siguientes condiciones de operación, las cuales pueden ser desviaciones de la operación normal:

- frequency control of the unit out of operation / control de frecuencia de la unidad fuera de servicio.
- soot blowing system not in operation during the tests / sistema de sopladores de hollín fuera de servicio durante las pruebas
- continuous blow down and periodical blow down closed / purgas continua y periódica cerradas.
- specific batch processes influencing the net power output of the tested unit were shut down, e.g. cranes, hoists, coal transportation belts / los procesos por lotes específicos que influyen en la producción de potencia neta de la unidad de prueba, como grúas, equipos de izaje, transportes de carbón a búnkeres de carbón fueron cerrados
- a small-scale cycle isolation check was carried out for valves that have a direct effect on the accuracy of the methodology (for instance undesired circulation flows around the HP feed water heaters and/or deaerator (undesired leakages to the condenser) / se realizó una verificación a pequeña escala del aislamiento cíclico para aquellas válvulas que tengan un efecto directo os calentadores de agua de alimentación de HP y / o el desaireador (fugas no deseadas al condensador)

Further the following operating conditions were applied: / Además, se aplicarán las siguientes condiciones de operación:

- make-up water supply of the unit in normal operation / suministro de agua make-up de la unidad en operación normal
- bypass systems closed / sistemas de bypass cerrados
- diesel oil system and diesel generator out of operation / Sistema diesel y generador de diesel fuera de servicio
- steam air heater out of operation, unless required to prevent too low flue gas temperature after the air heater / el calentador de aire de vapor está fuera de servicio, a menos que sea necesario para evitar una temperatura de gases de combustión demasiado baja después del calentador de aire
- nominal cooling water flow to the condenser / flujo nominal de agua de enfriamiento hacia al condensador.

For the various load points of the performance test the operating conditions were different. In table 6.1 and table 6.2 an overview is presented of the number of main auxiliaries in operation during the tests and the actual process conditions during the tests.

Las condiciones de operación serán diferentes para los diversos puntos de carga de la prueba de rendimiento. En la tabla 6.1 y en la tabla 6.2 se presenta una descripción general de los principales auxiliares en operación durante las pruebas.

Tabla 6-1 Normal auxiliaries in operation during the tests / Auxiliares Normales en Operación

# Numero de prueba	Potencia bruta (MW)	# Numero de pulverizadores	# Bombas de agua de alimentación	# Bombas de agua de circulación	# Bombas de agua de condensado
1	265.2	4 (A-B-C-D)	2 (10, 20)	2 (10, 20)	1 (20)
2	237.3	4 (A-B-C-D)	2 (10, 20)	2 (10, 20)	1 (20)
3	206.2	4 (A-B-C-D)	2 (10, 20)	2 (10, 20)	1 (20)
4	176.0	4 (A-B-C-D)	2 (10, 20)	2 (10, 20)	1 (20)
5	146.1	4 (A-B-C-D)	2 (10, 20)	2 (10, 20)	1 (20)
6	115.2	3 (B-C-D)	2 (10, 20)	2 (10, 20)	1 (20)
7	82.2 (min)	2 (B-C)	2 (10, 20)	2 (10, 20)	1 (20)

Tabla 6-2 Process conditions during the tests / Condiciones de proceso de la prueba de rendimiento

# Numero de prueba	Potencia bruta (MW)	Presión de vapor (HP) bar(a)	Temperatura de vapor (HP) °C	Temperatura de vapor (IP) °C	Oxígeno caldera de salida %
1	265.2	162.6	525.7	523.5	3.1
2	237.3	162.3	516.5	508.8	3.4
3	206.2	156.7	520.8	509.2	3.8
4	176.0	148.5	522.5	503.6	4.0
5	146.1	140.2	529.4	509.9	3.6
6	115.2	131.2	504.0	474.2	4.9
7	82.2 (min)	121.8	504.3	477.0	6.3

7 MEASUREMENTS / MEDICIONES

In Appendix A2 an overview is presented of the essential measurements (measuring point list). An overview of these main measurements is also presented in the diagram of Appendix A1.

En el apéndice A2 se presenta un resumen de las mediciones esenciales (lista de puntos de medición). En el diagrama del apéndice A1 también se presenta una visión general de estas mediciones principales.

Essential measurements, which have a significant influence on the accuracy of the net heat rate, have been measured by means of calibrated plant instrumentation.

Las mediciones esenciales que tienen una influencia significativa en la precisión de las medidas de consumo específico neta, ha sido realizada con la instrumentación calibrada de la planta.

Measurements which have a minor or even negligible influence, or which will be used for information has been measured by means of (uncalibrated) plant instruments.

Las mediciones que tienen una influencia menor o incluso insignificante, o que se usarán para información serán medidas por medio de instrumentos (sin calibrar) de planta.

The most essential measurements (which have been measured with calibrated plant instruments) for the CEN tests are:

Las mediciones más esenciales (han sido medidos con instrumentos calibrados en la planta) para las pruebas de CEN son:

- net power of the unit / **Potencia neta de la unidad**
- gross power of the unit / **Potencia bruta de la unidad**
- auxiliary power, excluded for power generation as per Coordinator requirement / **potencia auxiliar, excluida de la generación de energía según requisito del Coordinador**
- feed water flow at boiler inlet / **flujo de agua de alimentación de entrada en la caldera**
- attemperator spray water flow to boiler (high pressure) / **flujo del agua de atemperación a la caldera (alta presión)**
- attemperator spray water flow to re-heater line / **flujo de agua de atemperación a línea del re-calentador**
- main steam pressure and temperature at boiler outlet / **presión y temperatura del vapor principal en la salida de la caldera**
- main steam pressure and temperature at re-heater inlet and outlet / **presión y temperatura del vapor principal en la entrada y salida del re-calentador**
- auxiliary steam flow, pressure and temperature at the header / **flujo de vapor auxiliar, presión y temperatura en el cabezal**
- feed water temperature at boiler inlet / **temperatura del agua de mar en la entrada de la caldera**
- attemperator spray water temperature to boiler (high pressure) and re-heater / **temperatura del agua de atemperación a la caldera (alta presión) y re-calentador**
- attemperator spray water pressure to boiler (high pressure) and re-heater / **presión del agua de atemperación a la caldera (alta presión) y re-calentador**

- O₂ and CO content in the exhaust gasses after economizer / contenido de O₂ y CO en los gases de escape después del economizador
- exhaust gas temperature after economiser / temperatura del gas de escape después del economizador
- exhaust gas temperature after the air heater / temperatura del gas de escape después del calentador de aire.
- O₂ and CO content in the exhaust gasses after the air heater / contenido de O₂ y CO en los gases de escape después del calentador de aire
- HHV, LHV, Ash, H₂O and volatile matter of the hard coal (and ultimate analysis C, H, N, S, O) / HHV, LHV, ceniza, H₂O y volátil del carbón duro (y último análisis C, H, N, S, O)
- unburned carbon content in bottom ash and fly ash / contenido de carbono no quemado escoria y ceniza volante
- ambient conditions (temperature, pressure and humidity) / condiciones ambientales (temperatura, presión y humedad)
- condensor cooling water inlet temperature / temperatura entrada agua de enfriamiento del condensador
- condenser pressure / presión del condensador
- pre-heating of air / pre-calentamiento de aire.

8 CORRECTIONS TO REFERENCE CONDITIONS / CORRECCIONES A LAS CONDICIONES DE REFERENCIA

As per test procedure the following corrections have been applied:

Según el procedimiento de prueba, se han aplicado las siguientes correcciones:

- correction for air temperature at the boundary of the steam generator / [corrección relativa para la temperatura ambiente](#)
- correction for air humidity at the boundary of the steam generator / [corrección relativa para la humedad ambiente \(contenido de humedad en el aire\)](#)
- correction for generator power factor / [corrección para factor de potencia del generador](#)
- correction for condenser cooling water inlet temperature / [corrección para temperatura de entrada de agua](#)
- correction for auxiliary power, as per Coordinator requirement / [corrección para potencia auxiliar que requiera el Coordinador](#)

The applied correction for Nueva Ventanas as per “Anexo Técnico” definition comprises / [La corrección aplicada para Nueva Ventanas según la definición del “Anexo Técnico” consiste en:](#)

- One mechanical compressor of the desalination plant and the other electrical consumers of the desalination plant, which were measured at the 34BBA21, BHK01 and BHK02 with temporary power meters.

[Un compresor mecánico de la planta de desalinización y los demás consumidores eléctricos de la planta de desalinización que se midieron en los puntos 34BBA21, BHK01 y BHK02 con medidores de potencia temporales.](#)

9 RESULTS / RESULTADOS

In table 9-1 the final results of the heat rate tests of Nueva Ventanas are presented, a graphical presentation of the net heat rate results is given in figure 9-1.

En la tabla 9-1 se presentan los principales resultados finales de las pruebas de consumo específico de Nueva Ventanas y en la figura 9-1 se presenta una presentación gráfica de consumo específico neta.

Table 9-1 Summary Results of Nueva Ventanas (HHV) / Resumen de los resultados de la Unidad Nueva Ventanas (HHV)

Number / Número de punto	Performance Test / Pruebas de CEN Date (2023) / Data (2023) Start Test / Inicio Prueba End Test / Termina Prueba	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
			28-09	27-09	26-09	27-09	30-09	28-09	29-09
			23:00	22:30	23:15	06:00	03:15	05:30	05:45
			01:00	00:30	01:15	08:00	05:15	07:30	07:45
	Net Power Plant Corr.								
@0560	Pe Net Power Unit (kWh)	kW	242516	215913	186108	157490	129117	99290	67580
@0561	Pe Aux.Power Corr	kW	923	929	902	912	928	942	923
@0957	Pe Add.Corr.Pow.Factor	kW	-140	-108	-89	-67	-53	-33	-17
@0958	Pe Add.Corr.CW. Temp. Pres.	kW	135	121	104	89	74	58	41
@0965	Pe Net Power Unit Corr.	kW	243434	216855	187025	158424	130066	100258	68527
	Net Heat Rate Plant Corr.								
@0960	Qc Fuel Cons.Corr.Plant	kJ/s	669881	605638	532521	461462	388963	313955	23684
@0970	HR Net HR Plant Corr.	kJ/kWh	9906.5	10054.	10250.	10486	10766	11273	12442
@0972	HR Net HR Plant Corr.	Kcal/kWh	2366.1	2401.4	2448.3	2504.6	2571.4	2692.6	2971.8
	Net HR Plant @Standard HHV								
@0976	M Coal Corr. HHV (6350)	kg/s	25.20	22.78	20.03	17.36	14.63	11.81	8.91
@0981	HR Net HR Plant (at 6350)	g/kWh	<u>372.6</u>	<u>378.2</u>	<u>385.6</u>	<u>394.4</u>	<u>404.9</u>	<u>424.0</u>	<u>468.0</u>

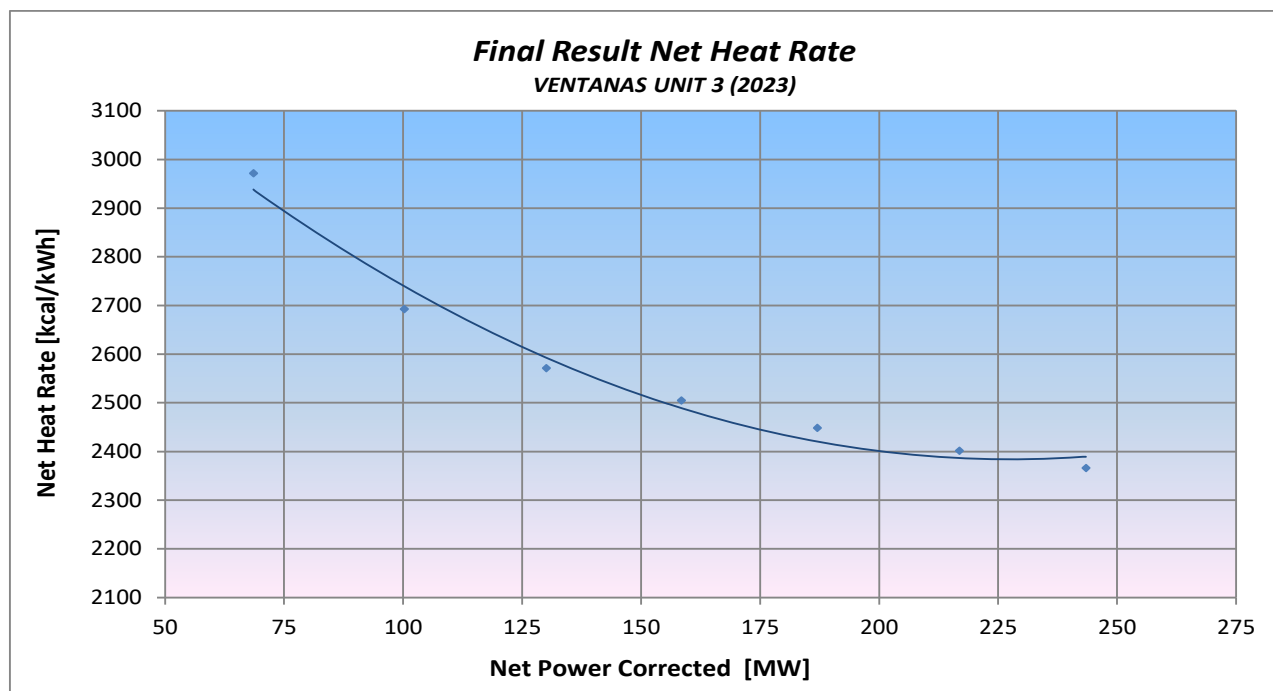


Figure 9-1 Result Net Heat Rate of Nueva Ventanas / Resultados de la Unidad Nueva Ventanas)

In the following Annexes the main detail results are presented:

[En los siguientes Anexos se detallan los principales resultados:](#)

Appendix C: Results analysis coal, bottom ash and fly ash

[Apéndice C: Análisis de resultados de carbón, cenizas de fondo y volantes](#)

Appendix D: Measurement data CerTa Veritas, Algorithm and AES

[Apéndice D: Datos de medición CerTa Veritas, Algoritmo y AES](#)

Appendix E: Control panel screen dumps.

[Apéndice E: Panel de control de pantallas de descarga.](#)

Appendix F: Results CerTa Veritas calculation program

[Apéndice F: Resultados del programa de cálculo de CerTa Veritas](#)

Appendix F1: Measurement input for CerTa Veritas calculation program

[Apéndice F1: Entrada de medición para el programa de cálculo CerTa Veritas](#)

Appendix F2: Results CerTa Veritas calculation program (extended results)

[Apéndice F2: Resultados del programa de cálculo de CerTa Veritas \(resultados ampliados\)](#)

Appendix G: Results ASME PTC 4 Heat Balance method

[Apéndice G: Resultados del método ASME PTC 4 Heat Balance](#)

Appendix H: Results uncertainty calculation

[Apéndice H: Cálculo de la incertidumbre de los resultados](#)

In the so-called long results output of Appendix F2, details of the calculations are presented step by step, so each calculated parameter can be easily checked. The numbers in the CerTa Veritas calculation program of Appendix F1 and F2 are:

- numbers @0001 up to @0645: measured values, constants and flag settings
- numbers @0650 up to @3054: calculated results.

En la llamada salida de resultados ampliados del Apéndice F2, los detalles de los cálculos se presentan paso a paso, por lo que cada parámetro calculado puede ser fácilmente comprobado. Los números en el programa de cálculo de CerTa Veritas de los Anexos F1 y F2 son:

- números @0001 hasta @0645: valores medidos, constantes y ajuste de flag.
- números @0650 hasta @3054: resultados calculados.

From Table 9-2 until Table 9-6 the main results of the performance measurements are summarized.

Desde la Table 9-2 hasta la Table 9-6 se resumen los principales resultados de las mediciones de rendimiento.

Table 9-2 Ambient Conditions, Flow Measurements / Condiciones ambientales, mediciones de flujo

Point Number/ Número de punto	Performance Test / Pruebas de CEN Date (2023) / Data (2023) Start Test / Inicio Prueba End Test / Termina Prueba	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
			28-09 23:00 01:00	27-09 22:30 00:30	26-09 23:15 01:15	27-09 06:00 08:00	30-09 03:15 05:15	28-09 05:30 07:30	29-09 05:45 07:45
	Ambient Conditions								
@3001	P Ambient Pressure	mbar	1.1234	1.1247	1.1257	1.1236	1.1200	1.1246	1.1219
@3002	T Ambient Temperature	°C	11.12	11.37	10.85	7.45	10.73	7.96	8.35
@0082	X Relative Humidity	%	91.92	90.25	90.57	94.09	94.79	93.97	94.58
@3004	X Absolute Humidity	kg/kg	0.00681	0.00679	0.00657	0.00543	0.00686	0.00561	0.00582
@3005	X Wet Bulb Temperature	°C	10.45	10.55	10.07	7.02	10.30	7.51	7.94
	HP Flow Measurement								
@0100	dP HP Feed Water Flow	mbar	395.3	323.8	241.5	175.7	117.6	78.56	42.58
@1751	P HP Feed Water	bar(a)	178.6	175.9	168.1	163.9	153.8	143.7	132.9
@1752	T HP Feed Water	°C	250.5	245.3	238.5	231.2	223	211.5	197.3
@1750	M HP Feed Water Flow	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
	HP Spray Water Flow								
@0105	dP HP Spray Water Flow	mbar	0	0	0	0	0	0	0
@1761	P HP Spray Water	bar(a)	181.4	178.2	169.8	165.2	154.7	144.3	133.2
@1762	T HP Spray Water	°C	51.33	49.26	52.17	45.12	39.92	48.07	48.45
@1760	M HP Spray Water Flow	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
	Cond. Flow to LPH#1								
@0160	dP Condensate to LPH#1	mbar	261.7	213.5	197.3	156.1	107.9	74.92	43.32
@1401	P Condensate LPH#1	bar(a)	22.02	23.69	24.44	25.85	27.87	29.15	30.36
@1402	T Condensate LPH#1	°C	29.06	28.43	27.78	26.16	26.03	25.17	25.82
@1400	M Cond.Flow to LPH#1	kg/s	161.58	146.01	140.4	124.97	103.99	86.72	66.01
	Drain Flow of LPH#2								
@0165	dP Drain Flow of LPH#2	mbar	92.10	91.79	76.70	0	0	0	0
@1451	P Drain LPH#2	bar(a)	15.76	14.61	13.21	11.87	10.52	9.217	7.812
@1452	T Drain LPH#2	°C	110.1	106.9	112.2	65.96	27.17	72.29	73.01
@1450	M Drain Flow of LPH#2	kg/s	17.39	17.38	15.86	0	0	0	0
	Auxiliary Steam Flow								
@0115	dP Auxiliary Steam Flow	mbar	0	3.20	3.40	3.47	0	1.57	4.78
@1951	P Auxiliary Steam	bar(a)	9.08	9.11	9.13	9.09	9.06	9.10	9.14
@1952	T Auxiliary Steam	°C	185.1	185.0	185.0	184.1	185.0	185.1	186.4
@1850	M Auxiliary Steam Flow	kg/s	0.193	0.193	2.945	2.945	0.193	0.999	0
@1860	M Auxiliary Steam Flow	kg/s	0	0	0	0	0	0	2.428
	LPH#1+Drain LPH#2								
@1400	M Cond.Flow to LPH#1	kg/s	161.58	149.45	142.03	127.78	115.18	88.92	73.44
@1450	M Drain Flow LPH#2	kg/s	17.39	19.82	18.55	16.16	13.59	10.35	7.70
@1500	M Cond.Flow Deaerator	kg/s	178.97	169.27	160.58	143.94	128.77	99.28	81.15

Table 9-3 Flow Calculations and Decisive Feed Water Flow / Cálculos de Flujo y flujo decisivo de agua de alimentación

Point Number/ Número de punto	Performance Test / Pruebas de CEN Date (2023) / Data (2023) Start Test / Inicio Prueba End Test / Termina Prueba	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
			28-09 23:00 01:00	27-09 22:30 00:30	26-09 23:15 01:15	27-09 06:00 08:00	30-09 03:15 05:15	28-09 05:30 07:30	29-09 05:45 07:45
	FW Method Measured								
@1750	M Feed Water Boiler	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1760	M HP Spray to Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1756	M FW Boiler Method	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
	Heat Balance Deaerator								
@1500	M Cond.Flow Deaerator	kg/s	178.97	163.39	143.04	124.97	103.99	86.72	66.01
@1603	H FW Outlet Deaerator	kJ/kg	804.9	785.6	759.9	731.5	700.5	663.2	615.2
@1503	H Cond. to Deaerator	kJ/kg	653.5	638.8	620.2	596	567.3	542.4	500.2
@1740	M Drain HPH#5	kg/s	24.31	21.65	18.1	14.86	11.66	9.023	6.017
@1743	H Drain HPH#5	kJ/kg	859.0	835.6	803.9	771.7	735.6	695.6	643.9
@1553	H Extraction Steam	kJ/kg	3149.1	3127.1	3132.1	3127.8	3140.7	3086.0	3092.1
@1550	M Steam to Deaerator	kg/s	10.94	9.73	8.04	6.75	5.45	4.12	2.89
	FW Outlet Deaerator								
@1500	M Cond.Flow Deaerator	kg/s	178.97	163.39	143.04	124.97	103.99	86.72	66.01
@1550	M Steam to Deaerator	kg/s	10.94	9.73	8.04	6.75	5.45	4.12	2.89
@1740	M Drain HPH#5	kg/s	24.31	21.65	18.10	14.86	11.66	9.023	6.017
@1600	M FW Outlet Deaerator	kg/s	214.22	194.77	169.17	146.58	121.1	99.86	74.92
	FW Method Condensate								
@1600	M FW Outlet Deaerator	kg/s	214.22	194.77	169.17	146.58	121.1	99.86	74.92
@1800	M RH Spray Water Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@0990	dM Level Change Deaer.	kg/s	0.05	-0.02	-0.01	0.00	0.02	0.01	0.18
@1757	M FW Condensate Meth.	kg/s	214.27	194.74	169.16	146.58	121.12	99.87	75.10
	Comparison Methods								
@1757	M FW Condensate Meth.	kg/s	214.27	194.74	169.16	146.58	121.12	99.87	75.10
@1756	M FW Boiler Method	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@0776	X Deviation	%	-1.58	-1.57	-1.45	-0.40	0.09	0.27	1.62
	Decisive FW Flow								
@0040	F Factor FW Method	-	1	1	1	1	1	1	1
@1756	M FW Boiler Method	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@0041	F Factor Cond.Method	-	0	0	0	0	0	0	0
@1757	M FW Condensate Meth.	kg/s	214.27	194.74	169.16	146.58	121.12	99.87	75.10
@1755	M Decisive FW Flow	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91

Table 9-4 HP Heater#5 and HP Heater#6 / HP Calentador#5 y HP Calentador#6

Point Number/ Número de punto	Performance Test / Pruebas de CEN Date (2023) / Data (2023) Start Test / Inicio Prueba End Test / Termino Prueba	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
			28-09	27-09	26-09	27-09	30-09	28-09	29-09
			23:00	22:30	23:15	06:00	03:15	05:30	05:45
			01:00	00:30	01:15	08:00	05:15	07:30	07:45
	Heat Balance HPH 6								
@1700	M HP Feed Water Inlet	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1701	P HP Feed Water Inlet	bar(a)	180.6	177.5	169.3	164.9	154.5	144.2	133.3
@1702	T HP Feed Water Inlet	°C	218.0	213.5	207.4	201.0	193.9	184.3	172.1
@1703	H Enthalpy FW Inlet	kJ/kg	939.5	919.5	891.9	863.2	831.5	789.1	735.2
@1711	P HP Feed Water Outlet	bar(a)	178.6	175.9	168.1	163.9	153.8	143.7	132.9
@1712	T HP Feed Water Outlet	°C	250.5	245.3	238.5	231.2	223.0	211.5	197.3
@1713	H Enthalpy FW Outlet	kJ/kg	1088.9	1064.4	1032.7	998.7	961.2	908.9	845.6
@1021	P Extraction HPH 6	bar(a)	41.94	37.98	33.09	28.53	23.96	19.3	14.33
@1021	T Extraction HPH 6	°C	336.0	323.6	324.2	324.2	328.7	302.7	301.6
@1023	H Enthalpy Extrac.HPH 6	kJ/kg	3052.8	3031.4	3046.4	3058.2	3080.4	3032.5	3043.6
@1722	T Drain Outlet HPH 6	°C	223.7	218.4	211.4	204.1	196.1	186.0	173.3
@1723	H Drain Outlet HPH 6	kJ/kg	961.2	936.5	904.6	871.3	835.4	790.1	733.8
@1020	M Extraction Flow HPH 6	kg/s	15.63	13.75	11.34	9.165	7.025	5.349	3.550
	Heat Balance HPH 5								
@1730	M HP Feed Water Inlet	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1731	P HP Feed Water Inlet	bar(a)	182.7	179.2	170.6	165.8	155.2	144.8	133.7
@1732	T HP Feed Water Inlet	°C	194.2	189.7	183.6	177.3	170.0	161.6	151.0
@1733	H Enthalpy FW Inlet	kJ/kg	833.9	814.4	787.2	759.7	727.5	690.5	644.5
@1701	P HP Feed Water Outlet	bar(a)	180.6	177.5	169.3	164.9	154.5	144.2	133.3
@1702	T HP Feed Water Outlet	°C	218.0	213.5	207.4	201.0	193.9	184.3	172.1
@1703	H Enthalpy FW Outlet	kJ/kg	939.5	919.5	891.9	863.2	831.5	789.1	735.2
@1051	P Extraction HPH 5	bar(a)	22.82	20.67	18.01	15.52	13.03	10.54	7.860
@1052	T Extraction HPH 5	°C	440.6	426.4	426.0	420.4	425.1	391.1	389.9
@1053	H Enthalpy Extrac.HPH 5	kJ/kg	3333.4	3305.3	3308.2	3299.7	3313.6	3244.6	3246.5
@1741	P Drain Outlet HPH 5	bar(a)	22.82	20.67	18.01	15.52	13.03	10.54	7.860
@1742	T Drain Outlet HPH 5	°C	201.4	196.2	189.1	181.9	173.7	164.6	152.7
@1743	H Drain Outlet HPH 5	kJ/kg	859.0	835.6	803.9	771.7	735.6	695.6	643.9
@1720	M Drain Outlet HPH 6	kg/s	15.63	13.75	11.34	9.165	7.025	5.349	3.550
@1722	T Drain Outlet HPH 6	°C	223.7	218.4	211.4	204.1	196.1	186.0	173.3
@1723	H Drain Outlet HPH 6	kJ/kg	961.2	936.5	904.6	871.3	835.4	790.1	733.8
@1050	M Extraction Flow HPH 5	kg/s	8.686	7.898	6.762	5.693	4.636	3.674	2.467

Table 9-5 Boiler Heat Production and Boiler Fuel Efficiency / Producción de calor de caldera y Eficiencia de combustible de la caldera

Point Number/ Número de punto	Performance Test / Pruebas de CEN Date (2023) / Data (2023) Start Test / Inicio Prueba End Test / Termina Prueba	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
			28-09 23:00 01:00	27-09 22:30 00:30	26-09 23:15 01:15	27-09 06:00 08:00	30-09 03:15 05:15	28-09 05:30 07:30	29-09 05:45 07:45
	HP Steam Production								
@1755	M Decisive FW Flow	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@0902	M Boiler Leakage	kg/s	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037
@0509	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136
@1760	M HP Spray Water Flow	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1860	M Auxiliary Steam Flow	kg/s	0	0	0	0	0	0	2.428
@1000	M HP Steam Outlet Boiler	kg/s	216.54	196.68	170.48	146.00	119.84	98.43	70.31
	Cold RH St. Production								
@1000	M HP Steam Outlet Boiler	kg/s	216.54	196.68	170.48	146.00	119.84	98.43	70.31
@1020	M Extraction Flow HPH 6	kg/s	15.63	13.75	11.34	9.165	7.025	5.349	3.550
@1850	M Auxiliary Steam Flow	kg/s	0.193	0.193	2.505	2.505	0.193	0.999	0
@0901	M Gland Steam Flow HP	kg/s	1.947	1.739	1.512	1.298	1.090	0.881	0
@1035	M CRH Steam Inlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
	Hot RH Steam Production								
@1035	M CRH Steam Inlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
@1800	M RH Spray Water Flow	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1040	M HRH Steam Outlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
	Boiler Heat Production								
@1000	M HP Steam Outlet Boiler	kg/s	216.54	196.68	170.48	146.00	119.84	98.43	70.31
@1003	H HP Steam Outlet Boiler	kJ/kg	3368.8	3342.7	3361.8	3376.6	3405.4	3346.7	3359.3
@1755	M Decisive FW Flow	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1753	H FW Inlet Boiler	kJ/kg	1088.9	1064.4	1032.7	998.7	961.2	908.9	845.6
@1040	M HRH Steam Outlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
@1043	H HRH Steam Outlet Boiler	kJ/kg	3499.2	3469.8	3475.9	3468.1	3486.8	3413.1	3425.0
@1035	M CRH Steam Inlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
@1033	H CRH Steam Inlet Boiler	kJ/s	3056.7	3035.3	3050.1	3062.2	3085.0	3037.2	3049.7
@1760	M HP Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1800	M RH Spray Water Flow	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@0902	M Leakage Boiler	kg/s	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037
@0903	H Leakage Boiler	kJ/kg	2228.8	2203.5	2197.2	2187.7	2183.3	2127.8	2102.4
@1860	M Auxiliary Steam	kg/s	0	0	0	0	0	0	2.428
@1863	H Auxiliary Steam	kJ/kg	0	0	0	0	0	0	3057.0
@0830	Q Boiler Heat Production	kg/s	583141	528225	464652	402733	339334	275829	208799
	Boiler Fuel Efficiency								
@0520	Ym Fuel Efficiency Measured	%	87.07	87.23	87.27	87.31	87.26	87.89	88.19
@0952	Xc Corr.for Ambient Temp.	%	-0.043	-0.040	-0.046	-0.085	-0.048	-0.079	-0.075
@0953	Xc Corr.for Humidity	%	0.026	0.027	0.029	0.043	0.026	0.041	0.038
@0950	Ym Fuel Efficiency Corrected	%	87.05	87.22	87.26	87.27	87.24	87.86	88.16

Table 9-6 Fuel Consumption, Net Heat Rate and Net Heat Rate at Standard HHV of 6350 kCal/kg / Consumo de combustible, consumo específico neto y consumo específico neto con un HHV estándar de 6350 kCal/kg

Point Number/ Número de punto	Performance Test / Pruebas de CEN Date (2023) / Data (2023) Start Test / Inicio Prueba End Test / Termina Prueba	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
			28-09 23:00 01:00	27-09 22:30 00:30	26-09 23:15 01:15	27-09 06:00 08:00	30-09 03:15 05:15	28-09 05:30 07:30	29-09 05:45 07:45
	Fuel Consumption Corr.								
@0830	Q Boiler Heat Production	kJ/s	583141	528225	464652	402733	339334	275829	208799
@0950	Yc Fuel Efficiency Corrected	%	87.05	87.22	87.26	87.27	87.24	87.86	88.16
@0960	Qc Fuel Consumption Corr.	kJ/s	669881	605638	532521	461462	388963	313955	236847
	Net Power Plant Corr.								
@0560	Pe Net Power Unit (kWh)	kW	242516	215913	186108	157490	129117	99290	67580
@0561	Pe Aux. Power Corr.	kW	923	929	902	912	928	942	923
@0957	Pe Add.Corr.Power Factor	kW	-140	-108	-89	-67	-53	-33	-17
@0958	Pe Add.Corr.CW Temperature	kW	135	121	104	89	74	58	41
@0965	Pe Net Power Plant Corr.	kW	243434	216855	187025	158424	130066	100258	68527
	Net Heat Rate Plant Corr.								
@0960	Qc Fuel Consumption Corr.	kJ/s	669881	605638	532521	461462	388963	313955	236847
@0965	Pe Net Power Plant Corr.	kW	243434	216855	187025	158424	130066	100258	68527
@0970	HR Net Heat Rate Plant Corr	kJ/kWh	9906.5	10054.2	10250.4	10486.2	10765.8	11273.4	12442.4
@0972	HR Net HR Plant Corr.	Kcal/kWh	2366.1	2401.4	2448.3	2504.6	2571.4	2692.6	2971.8
	Mass Coal HHV as Fired								
@0960	Qc Fuel Consumption Corr.	kJ/s	669881	605638	532521	461462	388963	313955	236847
@0295	HHV Coal (as fired)	kJ/kg	26556.9	26330.8	26364.3	26431.3	26217.7	26523.4	26506.6
@0975	M Coal Corr. HHV (fired)	kg/s	25.22	23.00	20.20	17.46	14.84	11.84	8.94
	Mass Coal @6350 kCal/kg								
@0975	M Coal Corr. HHV (fired)	kg/s	25.22	23.00	20.2	17.46	14.84	11.84	8.94
@0295	HHV Coal (as fired)	kJ/kg	26556.9	26330.8	26364.3	26431.3	26217.7	26523.4	26506.6
@0511	HHV Coal (standard)	kCal/kg	6350	6350	6350	6350	6350	6350	6350
@0976	M Coal Corr. HHV (6350)	kg/s	25.20	22.78	20.03	17.36	14.63	11.81	8.91
	Net HR Plant @Standard HHV								
@0976	M Coal Corr. HHV (6350)	kg/s	25.20	22.78	20.03	17.36	14.63	11.81	8.91
@0965	Pe Net Power Plant Corr.	kW	243434	216855	187025	158424	130066	100258	68527
@0981	HR Net HR Plant (at 6350)	g/kWh	372.6	378.2	385.6	394.4	404.9	424.0	468.0

10 OBSERVATIONS BEFORE AND DURING THE TESTS / OBSERVACIONES ANTES Y DURANTE LAS PRUEBAS

With respect to the execution of the heat rate test measurements and the heat rate test measurements itself, the following observations have been made:

Con respecto a la ejecución de la medición de las pruebas y las mediciones de las pruebas de CEN en sí, se han percibido las siguientes observaciones:

- Prior to the heat rate tests, from Thursday the 21st of September 2023 till Saturday 23th of September 2023 several meetings with Operations and Laboratorio Combustibles were attended to coordinate the heat rate test. Special attention was given to the sampling of the coal, fly ash, bottom ash and the measurements of the O₂, CO and temperature at the outlets of the air heater.

Antes de realizar las mediciones de consumo específico, desde el día jueves 21 de septiembre del 2023 hasta el día sábado 23 de septiembre del 2023 se asistieron a varias reuniones con "Operaciones y Laboratorio de Combustibles" para coordinar las pruebas de CEN. Se prestó especial atención al muestreo del carbón, las cenizas volantes, las cenizas de fondo y las mediciones de O₂, CO y la temperatura en las salidas del calentador de aire.

- Sampling of the coal and fly ash was rehearsed, and the amount of fly ash collected in 1/2 hour (\approx 100 gram) was less than described in the protocol. Nevertheless, the fly ash sample is considered as a representative sample and the collected amount is sufficient for analysis.

Se analizó el muestreo del carbón y de las cenizas volantes, y la cantidad de ceniza volante recolectada en 30 minutos (\approx 100 gramos) fue menor que la descrita en el protocolo. Sin embargo, la muestra de cenizas volantes fue una muestra representativa y cantidad recolectada fue suficiente para llevar a cabo el análisis.

- During the tests the exhaust temperature, O₂ and CO were measured in ducts A and B after the air heater. In each duct there were 5 ports, however one port of each duct could not be used as station instrumentation was installed. Therefore, temperature, O₂ and CO were measured at twelve different positions (3 points per port). During the tests, the O₂ levels appeared to be higher than expected, therefore an additional uncertainty has been considered for these O₂ and CO measurement in the uncertainty calculation.

Durante las pruebas en los ductos A y B se midió la temperatura en el escape, el O₂ y CO, después se procedió a medir el calentador de aire. En cada conducto existieron 5 puertos, pero uno de los puertos de cada ducto no se pudo utilizar debido a que se instaló instrumentación de estación. Por esta razón se midieron doce puntos (3 puntos por puerto) de temperatura, O₂ y CO. Durante las pruebas, los niveles de O₂ fueron más altos de lo previsto, por lo que se ha considerado una incertidumbre adicional para la medición de O₂ y CO en el cálculo de la incertidumbre.

- Before the tests normal soot blowing program was performed.

Antes de ejecutar a las pruebas se realizó el programa de soplado de hollín normal.

- During daytime before the tests and in between the tests the silos of the unit where filled up (330 – 460 ton) to have sufficient coal available to complete two tests.

Durante el día anterior a la realización de las pruebas y entre la ejecución de las pruebas se llenaron los silos de la unidad (330 – 460 ton) para tener suficiente carbón y llevar a cabo la ejecución las dos pruebas.

- During the test days the boiler was fired with 100% Cerrejón E coal (Columbia).

Durante los días de prueba, la caldera fue encendida con un carbón de 100% Cerrajón E (Columbia).

- During the test days the desalination plant was in normal operation (one of two units), the electrical consumption of the plant was measured separately.

Durante los días de prueba, la planta de desalinización se encontraba en operación normal (una de las dos unidades), por ello se ha medido el consumo eléctrico de la planta por separado.

- During the test days no auxiliary steam was supplied to the SDA. The water supplied to the lime slurry tanks was sufficient warm for the required reaction.

Durante los días de prueba, el SDA no fue suministrado con vapor auxiliar. El agua que va a los tanques de lechada de cal estaba lo suficientemente caliente como para tener la temperatura adecuada de la lechada para la reacción.

- On Monday the 25th of September, a water/steam leakage test was performed. From 23:15 till 00:15 hour the cycle isolation test was executed; the cycle losses were determined on 19 t/h. The leakage was significant higher than expected, it appeared that an emergency drain was open during the leakage test. The test was repeated once again and the leakage was found to be around 9 t/h, which is a more realistic value for this unit.

El lunes de 25 septiembre se realizó una prueba de hermeticidad del sistema agua/vapor. A partir de las 23:15 hasta las 00:15 horas en 265MW se realizó la prueba de aislamiento del ciclo; las pérdidas del ciclo se determinaron en 19 t/h. La fuga fue significativamente mayor de lo que se esperaba y esto pudo haber sucedido debido a que un drenaje de emergencia estaba abierto durante estas pruebas. Por ello esta prueba se repitió una vez más y entonces se comprobó que la fuga era de alrededor de 9 t/h por hora, valor que es más realista para esta unidad.

- The level of the deaerator is maintained by a control valve in the feedwater line to the boiler.

El nivel del purgador de aire es mantenido por una válvula de control en la línea de alimentación de agua de la caldera.

- During the tests, the superheated and reheat steam temperature and steam pressure were not within the limits as described in the protocol (ASME standards).

Durante las pruebas, la temperatura del vapor sobrecalentado, recalentado y la presión del vapor no estuvieron dentro de los límites establecidos en el protocolo (normas ASME).

- To maintain stable exhaust gas temperature ($\approx 120^\circ \text{C}$) at SDA inlet, Steam Coil Air Heaters were in service during test number 6 and 7 (this is normal operation for this unit). The steam flow to the Steam Coil Air Heaters was controlled manually.

Para mantener una temperatura más estable ($\approx 120^\circ \text{C}$) de entrada de los gases de escape a SDA, los calentadores de aire de serpentín de vapor estuvieron en servicio de la planta durante las pruebas número 6 y 7, este servicio es normal para que esta unidad. Adicionalmente, el flujo de vapor a los calentadores de aire de serpentín de vapor se controló manualmente.

- During test number 7 the auxiliary steam was not supplied from the cold reheat line, but directly from the boiler (LTSH Outlet Header). The pressure of the cold reheat line is at this load too low to supply the sealing steam for the steam turbine.

Durante la prueba número 7, el vapor auxiliar no era suministrado desde la línea de recalentamiento en frío, sino desde la caldera (LTSH Outlet Header). La presión de la línea de recalentamiento en frío es demasiado baja para suministrar el vapor de sellado para la turbina de vapor.

- During all tests the HP superheater steam and reheat steam temperatures were lower than described in the protocol.

Durante todas las pruebas, las temperaturas del vapor HP sobrecalentado y recalentado fueron inferiores a las que se destacan en el protocolo.

- The high-pressure preheater 2 outlet feedwater temperature, at the feedwater flow measurement, was measured with a temporarily installed thermocouple as the plant thermocouple indicated an incorrect value. The plant thermocouple was checked and replaced during the test days.

La temperatura del agua de alimentación a la salida del precalentador de alta presión 2, en la medición del flujo del caudal de agua de alimentación, se midió con un termopar que fue instalado temporalmente. Esto debido a que termopar con el que se estaba ejecutando las pruebas en ese momento indicaba un valor incorrecto. Luego se procedió a comprobar y sustituir el termopar de la planta durante los días de prueba.

- During the tests, the HP superheater and reheat steam temperature and HP steam pressure were not within the stability limits as described in the protocol (ASME standards). The unit was more stable at higher loads.

Durante las pruebas, la temperatura del vapor HP sobrecalentado, recalentado y la presión del HP vapor no estuvieron dentro de los límites de indicados establecidos en el protocolo (normas ASME). La unidad estaba más estable a medida que las cargas aumentaban.

- During tests, the steam pressure setting was according to the pressure curve, sliding pressure. The turbine pressure of 161 bar(g) at a load of 276 MW (gross), went down to 120 bar(g) at 80 MW.

Durante las pruebas, la configuración de la presión de vapor se sostuvo de acuerdo a la curva de presión, sliding pressure. La presión de la turbina de 161 bar(g) con una carga de 276 MW (bruto), bajó a 120 bar(g) con 80 MW.

11 UNCERTAINTY CALCULATION / CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE

Based on the uncertainties of the individual measurements, the total uncertainty of the net corrected heat rate of the plant has been calculated for all heat rate tests (test no.1 till no.7). Detail results are presented in Appendix H.

A partir de las incertidumbres de las mediciones individuales, se ha calculado la incertidumbre total de consumo específico neta corregida de la planta para todas las pruebas de consumo específico (pruebas no.1 a no.7). Los resultados detallados se presentan en el Apéndice H.

The applied/considered systematic uncertainties (calibrated AES Andes S.A plant instrumentation and AES Andes S.A. Metering Systems, coal, fly-ash and bottom-ash analysis, etcetera) are presented in table 11-1.

Las incertidumbres sistemáticas son aplicadas/consideradas (instrumentación calibrada en la planta de AES Andes S.A. y sistemas de medición de AES Andes S.A., los análisis de carbón, cenizas volantes, cenizas de fondo, etc.) se presentan en la tabla 11-1.

For the process variations during the tests, for each individual process value, the applicable fluctuation by means of the standard deviations (random error) has been used. The result of the k=2 standard deviations (random errors at 95% confidence interval) is presented in the summary table of Appendix H.

Para las variaciones del proceso durante las pruebas, para cada valor individual del proceso. Se ha utilizado la fluctuación aplicable mediante las desviaciones estándar (error aleatorio). El resultado de las desviaciones estándar k=2 (errores aleatorios con un intervalo de confianza del 95%) se presenta en la tabla resumen del Apéndice H.

Table 11-1 Used, systematically uncertainties / Uso, sistemático de las incertidumbres

Name / Nombre	Unit / Unitario	Uncertainty / Incertidumbreitario
Ambient Temperature / Temperatura Ambiente	°C	± 0.5 K (abs.)
Ambient Pressure / Presión ambiental	mbar	± 1 mbar (abs.)
Ambient Humidity / Humedad Relativa de Ambiente	%	± 2.5 %
Differential Pressure Transmitters / Transmisores de presión diferencial	mbar	± 0.5 %
Water and Steam Pressures / Presiones de agua y vapor	bar(a)	± 1.0 bar (abs)
Water and Steam Temperature (<50°C) / Temperatura del agua y del vapor (<50°C)	°C	± 0.5 K (abs)
Water and Steam Temperature (50°C < T <400°C) / Temperatura del agua y vapor (50°C < T <400°C)	°C	± 2.0 K (abs.)
Water and Steam Temperature (> 400°C) / Temperatura del agua y vapor (>400°C)	°C	± 2.5 K (abs.)
Net Power Metering / Medición de potencia neta	%	± 0.35 %
Gross Power Metering / Medición de potencia bruta	%	± 0.35 %
Power Factor / Factor de potencia	%	± 0.35 %
HHV Analysis / Análisis de HHV	kJ/kg	± 1.2 %
Water Content Analysis / Análisis del contenido de agua	%	± 0.4 %
Ash Content Analysis / Análisis del contenido de cenizas	%	± 0.1 %
C, H, O, N, S Analysis / C, H, O, N, S Análisis	%	± 0.1 % ≥ x ≤ ±1.3 %
Unburned Carbon / Carbono no quemado	%	± 1.2 %
O2 in Exhaust Gas Inlet Air Heater (incl.grid) / O2 en el calentador de aire de entrada de gases de escape (incl. rejilla)	%	± 5.0 %
O2 in Exhaust Gas Outlet Air Heater (incl.grid) / O2 en el calentador de aire de salida de gases de escape (incl. rejilla)	%	± 10.0 %
CO in Exhaust Gas Outlet Air Heater (incl.grid) / CO en el calentador de aire de salida de gases de escape (incl. rejilla)	ppm	± 10.0 %
Temperature Exhaust Gas Inlet Air Heater / Temperatura entrada de gas de escape calentador de aire	°C	± 2.5 K (abs.)
Temperature Exhaust Gas Outlet Air Heater (incl.grid) / Temperatura de salida de gas de escape del calentador de aire (incl. rejilla)	°C	± 2.5 K (abs.)
Temperature Primary Air Inlet Air Heater / Temperatura de aire primariode en la entrada del calentador de aire	°C	± 0.5 K (abs.)
Temperature Secondary Air Inlet Air Heater / Temperatura de aire secundario en la entrada del calentador de aire	°C	± 0.5 K (abs.)
Total Auxiliary Power within System Boundary / Potencia auxiliar total dentro de los límites del sistema	kW	± 2.5 %
Methodology Feed and Spray water flow nozzle / Metodología de alimentación y atemperación del fluido de boquilla de agua	%	± 2.0 %

The summary result of the uncertainty calculation (Appendix H) is presented in Table 11-2.

El resultado resumido del cálculo de la incertidumbre (Apéndice H) se presenta en el Cuadro 11 2.

Table 11-2 Uncertainty Net Heat Rate of Nueva Ventanas / Incertidumbre Consumo Especifico Neta de Nueva Ventanas

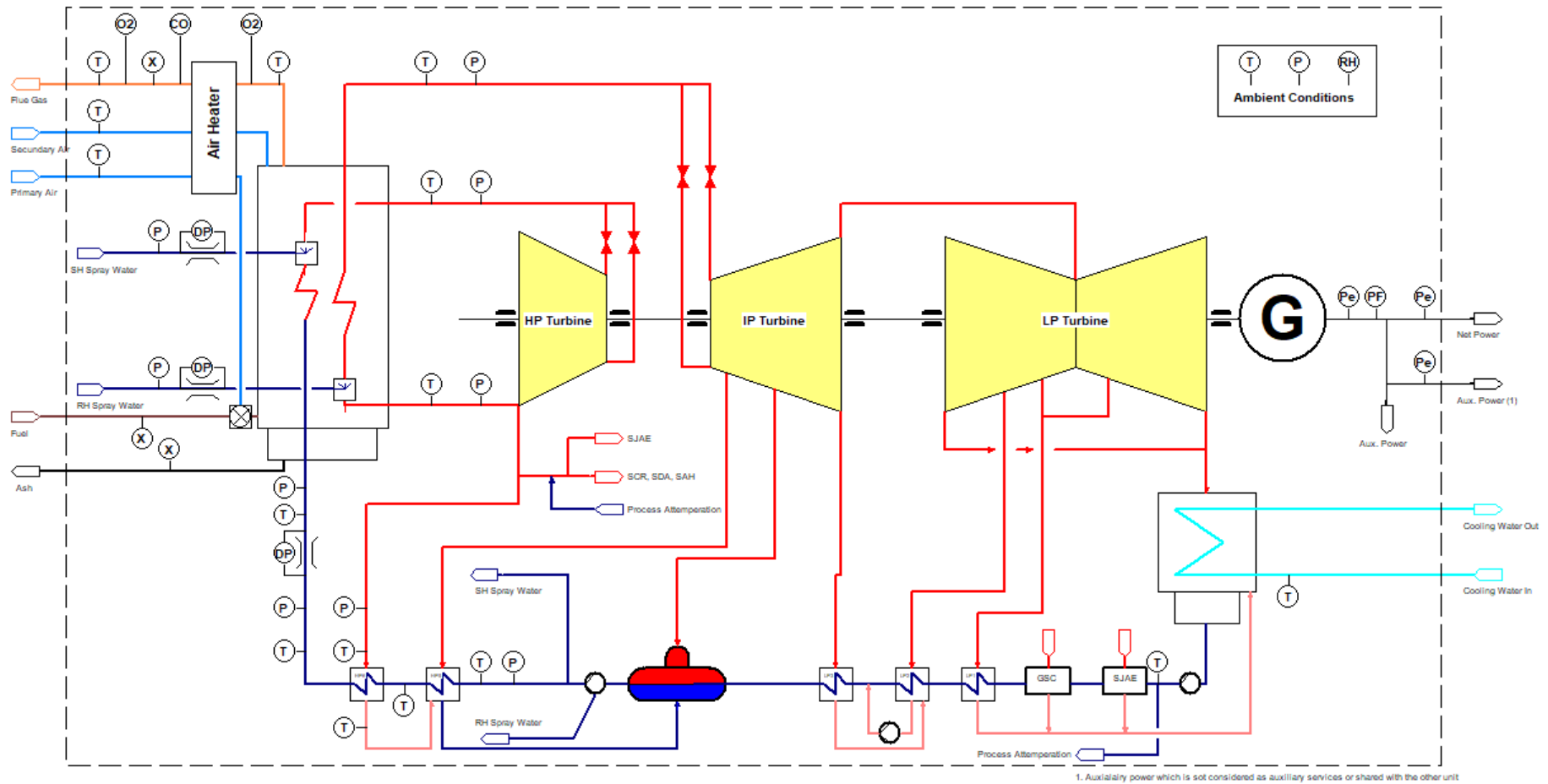
Performance Test / Pruebas de CEN	Unit / Unitario	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
Date (2023) / Data (2023)		28-09	27-09	26-09	27-09	30-09	28-09	29-09
Start Test / Inicio Prueba		23:00	22:30	23:15	06:00	03:15	05:30	05:45
End Test / Termina Prueba		01:00	00:30	01:15	08:00	05:15	07:30	07:45
Uncertainty Process Value σ Net Heat Rate Plant	%	± 4.45	± 4.46	± 4.47	± 4.48	± 4.47	± 4.51	± 4.70



APÉNDICE A TEST MEASUREMENT LIST, POINTS AND CERTIFICATES / LISTA DE MEDICIÓN DE PRUEBAS, PUNTOS Y CERTIFICADOS



APÉNDICE A1 LOCATION OF THE TEST MEASUREMENT POINTS / UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDICIÓN EN LA PRUEBA





APÉNDICE A2 DCS MEASURING POINT LIST / LISTA DE PUNTOS DE MEDICIÓN DEL DCS

Client Location Unit		Coordinador Electrico Nacional / AES Ventanas Unit 3 Nueva Ventanas				Date Revision	08-Sep-23 2 (protocolo)	
TEST POINT						INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type		Unit	Supplier	
Ambient Condition								
81	C	-	Ambient Temperature Dry	T	-	-	AES	
82	C	-	Ambient Relative Humidity	RH	-	-	AES	
80	C	-	Ambient Pressure	P	-	-	AES	
Flow Measurements Water/Steam								
105	C	31LAE10CF101	Spray Water Superheated	dP		mbar	AES	
110	C	31LAF50CF101	Spray Water Reheated	dP		mbar	AES	
165	C	32LCJ30CF101	FWH from LP2 to Cond. Line	dP		mbar	AES	
-		32LCH30CF101	Drain from HP6 to HP5	dP		mbar	AES	
160	C	32LCA40CF101	Condensate after SGC	dP		mbar	AES	
360		32LCP10CF101	Make up water	dP		mbar	AES	
-		32LAB41CF101	HP Feedwater BFP1, Recirculation	dP		mbar	AES	
-		32LAB42CF101	HP Feedwater BFP2, Recirculation	dP		mbar	AES	
-		32LAB43CF101	HP Feedwater BFP3, Recirculation	dP		mbar	AES	
100	C	32LAB70CF101A	HP Feedwater to Boiler_Eco.	dP		mbar	AES	
100	C	32LAB70CF101B	HP Feedwater to Boiler_Eco.	dP		mbar	AES	
-		31HLC50CF101	Auxiliary Steam	dP		mbar	AES	
191		31HTQ00CF102	Make up water SDA Tank	-		m3	AES	
Pressure and Temperature Measurements Water/Steam								
130	C	31LBA10CP101	HP Outlet Boiler	P		barg	AES	
130	C	31LBA10CP102	HP Outlet Boiler	P		barg	AES	
131	C	31LBA10CT101	HP Outlet Boiler	T		°C	AES	
131	C	31LBA10CT102	HP Outlet Boiler	T		°C	AES	
131	C	31LBA10CT103	HP Outlet Boiler	T		°C	AES	
-		32LBA10CP101A	HP Outlet Boiler	P		barg	AES	
-		32LBA10CP101B	HP Outlet Boiler	P		barg	AES	
-		32LBA10CT101A	HP Outlet Boiler	T		°C	AES	
-		32LBA10CT101B	HP Outlet Boiler	T		°C	AES	
155		32LBA21CP101	HP Turbine Inlet Left	P		barg	AES	cross check purpose flow factor HP turbine
-		32LBA21CT101	HP Turbine Inlet Left	T		°C	AES	
155		32LBA22CP101	HP Turbine Inlet Right	P		barg	AES	cross check purpose flow factor HP turbine
-		32LBA22CT101	HP Turbine Inlet Right	T		°C	AES	
-		32MAA10CP101	HP Turbine Inlet (real)	P		barg	AES	
-		32MAA10CT101	HP Turbine Inlet (real/metal?)	T		°C	AES	32MAA10CT902??
-		32LBC10CP101	HP Turbine Outlet	P		barg	AES	
133	C	32LBC10CP102A	HP Turbine Outlet	P		barg	AES	Inlet Boiler
133	C	32LBC10CP102B	HP Turbine Outlet	P		barg	AES	Inlet Boiler
-		32LBC10CT101	HP Turbine Outlet	T		°C	AES	
134	C	32LBC10CT102A	HP Turbine Outlet	T		°C	AES	Inlet Boiler
134	C	32LBC10CT102B	HP Turbine Outlet	T		°C	AES	Inlet Boiler



Client Location Unit		Coordinador Electrico Nacional / AES Ventanas Unit 3 Nueva Ventanas			Date Revision	08-Sep-23 2 (protocolo)	
TEST POINT					INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type	Unit	Supplier	
-		32MAA10CT102	HP Turbine Outlet (real)	T	°C	AES	
135	C	32LBB10CP101A	Hot Reheat Main Line	P	barg	AES	
135	C	32LBB10CP101B	Hot Reheat Main Line	P	barg	AES	
-		32LBB10CT101A	Hot Reheat Main Line	T	°C	AES	
-		32LBB10CT101B	Hot Reheat Main Line	T	°C	AES	
136	C	31LBB10CT101	Hot Reheat Main Line Outlet Boiler	T	°C	AES	
136	C	31LBB10CT102	Hot Reheat Main Line Outlet Boiler	T	°C	AES	
136	C	31LBB10CT103	Hot Reheat Main Line Outlet Boiler	T	°C	AES	
156		32LBB21CP101	IP Turbine Inlet Left	P	barg	AES	cross check purpose flow factor IP turbine
-		32LBB21CT101	IP Turbine Inlet Left	T	°C	AES	
156		32LBB22CP101	IP Turbine Inlet Right	P	barg	AES	cross check purpose flow factor IP turbine
-		32LBB22CT101	IP Turbine Inlet Right	T	°C	AES	
-		32MAB10CP101	IP Turbine Inlet (real)	P	barg	AES	
-		32MAB10CT101	IP Turbine Inlet (real/metal?)	T	°C	AES	
158		32MAC01CP101	IP Turbine Outlet	P	barg	AES	
158		32MAC01CP102	IP Turbine Outlet	P	barg	AES	
159		32MAB10CT102	IP Turbine Outlet (real)	T	°C	AES	
-		32MAC10CP101	LP Turbine Outlet	P	barg	AES	
-		32MAC10CP102	LP Turbine Outlet	P	barg	AES	
-		32MAC10CP103	LP Turbine Outlet	P	barg	AES	
-		32MAW15CP101	LP Sealing Steam	P	mbar	AES	
-		32MAW15CP902	LP Sealing Steam	P	mbar	AES	
-		32MAW15CT101	LP Sealing Steam	T	°C	AES	
-		32MAW15CT902	LP Sealing Steam	T	°C	AES	
106	C	31LAE10CP101	Spray Water Superheated	P	barg	AES	
107	C	31LAE10CT101	Spray Water Superheated	T	°C	AES	
-		31HAH10CT101	HP Steam Before Spray Water Superheated	T	°C	AES	
-		31HAH10CT102	HP Steam After Spray Water Superheated	T	°C	AES	
-		31HAH10CT103	HP Steam After Spray Water Superheated	T	°C	AES	
111	C	31LAF50CP101	Spray Water Reheated	P	barg	AES	
112	C	31LAF50CT101	Spray Water Reheated	T	°C	AES	
-		31LBC51CT101	Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	T	°C	AES	
-		31LBC51CT102	Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	T	°C	AES	
-		31LBC52CT101	Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	T	°C	AES	
-		31LBC52CT102	Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	T	°C	AES	
-		32LBQ10CP101	Extr. Steam From IP Inerstage	P	barg	AES	
-		32LBQ10CT101	Extr. Steam From IP Inerstage	T	°C	AES	
-		32LBQ10CT103	Extr. Steam From IP Inerstage	T	°C	AES	
-		32LBQ10CP102	IP Seal Steam to HP5	P	barg	AES	
-		32LBQ10CT102	IP Seal Steam to HP5	T	°C	AES	



Client Location Unit		Coordinador Electrico Nacional / AES Ventanas Unit 3 Nueva Ventanas			Date Revision	08-Sep-23 2 (protocolo)	
TEST POINT					INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type	Unit	Supplier	
-		32LCH10CT101	FWH from HP5 to DEA	T	°C	AES	
-		32LBQ20CP101	Extr. Steam From HP Inerstage	P	barg	AES	
-		32LBQ20CT101	Extr. Steam From HP Inerstage	T	°C	AES	
-		32LBQ20CT103	Extr. Steam From HP Inerstage	T	°C	AES	
120	C	32LBQ20CP102	HP Seal Steam to HP6	P	barg	AES	
121	C	32LBQ20CT102	HP Seal Steam to HP6	T	°C	AES	
126	C	32LCH30CT101	FWH from HP6 to HP5	T	°C	AES	
-		32LBD10CP101	Extr. Steam From IP Inerstage	P	barg	AES	
-		32LBD10CT101	Extr. Steam From IP Inerstage	T	°C	AES	
-		32LBD10CT103	Extr. Steam From IP Inerstage	T	°C	AES	
175		32LBD10CP102	IP Seal Steam to DEA	P	barg	AES	
176		32LBD10CT102	IP Seal Steam to DEA	T	°C	AES	
-		32LBS30CP101	Extr. Steam From IP Inerstage	P	barg	AES	
-		32LBS30CT101	Extr. Steam From IP Inerstage	T	°C	AES	
-		32LBS30CT103	Extr. Steam From IP Inerstage	T	°C	AES	
-		32LBS30CP102	IP Extr. Steam to LP3	P	barg	AES	
-		32LBS30CT102	IP Extr. Steam to LP3	T	°C	AES	
-		32LCJ60CT101	FWH from LP3 to LP2	T	°C	AES	
-		32LBS20CP101	Extr. Steam From LP Inerstage	P	barg	AES	
-		32LBS20CT101	Extr. Steam From LP Inerstage	T	°C	AES	
-		32LBS20CP102	LP Extr. Steam to LP2	P	barg	AES	
-		32LBS20CT102	LP Extr. Steam to LP2	T	°C	AES	
-		32LCJ20CT101	FWH from LP2 to Cond. Line (to tank)	T	°C	AES	
167		32LCJ21CT101	FWH from LP2 to Cond. Line	T	°C	AES	
-		32LBS10CP101	LP Extr. Steam to LP1	P	barg	AES	
-		32LBS10CT101	LP Extr. Steam to LP1	T	°C	AES	
-		32LBS12CP101	LP Extr. Steam to LP1	P	barg	AES	
-		32LBS12CT101	LP Extr. Steam to LP1	T	°C	AES	
-		32LCJ11CT101	FWH from LP1 to Cond.	T	°C	AES	
-		32LAA10CP101	Dearator/FW-tank	P	barg	AES	
-		32LAA10CT101	Dearator/FW-tank	T	°C	AES	
-		32LBG32CP101A	Aux. Steam Header 1 SJAE	P	barg	AES	
-		32LBG32CP101B	Aux. Steam Header 1 SJAE	P	barg	AES	
-		32LBG32CT101A	Aux. Steam Header 1 SJAE	T	°C	AES	
-		32LBG32CT101B	Aux. Steam Header 1 SJAE	T	°C	AES	
-		32LCE10CP101	Cond. To Aux. Steam Header 1 SJAE	P	barg	AES	
-		32LCE10CP102	Cond. To Aux. Steam Header 1 SJAE	P	barg	AES	
195	C	32LBG52CP101A	Aux. Steam Header 2 SDA	P	barg	AES	
195	C	32LBG52CP101B	Aux. Steam Header 2 SDA	P	barg	AES	
196	C	32LBG52CT101A	Aux. Steam Header 2 SDA	T	°C	AES	



Client Location Unit		Coordinador Electrico Nacional / AES Ventanas Unit 3 Nueva Ventanas			Date Revision	08-Sep-23 2 (protocolo)	
TEST POINT					INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type	Unit	Supplier	
196	C	32LBG52CT101B	Aux. Steam Header 2 SDA	T	°C	AES	
-		32LCE21CP101	Cond. To Aux. Steam Header 2 SDA	P	barg	AES	
-		32LCE21CP102	Cond. To Aux. Steam Header 2 SDA	P	barg	AES	
-	C	12/22LCExxxx	Condensate SCAH Duct A	T	°C	AES	SCAH in service at < 145 MW? temporary Instrument
-	C	12/22LCExxxx	Condensate SCAH Duct B	T	°C	AES	SCAH in service at < 145 MW? temporary Instrument
-	C	xxx	Condensate SDA	T	°C	AES	SDA in service, temporary Instrument
-		32MAG10CP101A	Condensor In	P	barg	AES	
-		32MAG10CP101B	Condensor In	P	barg	AES	
-		32MAG10CT101	Condensor In	T	°C	AES	
-		32MAG10CT501	Condensor In	T	°C	AES	
-		32LCA20CP101A	Condensor Out	P	barg	AES	
-		32LCA20CP101B	Condensor Out	P	barg	AES	
-		32LCA20CT101	Condensor Out	T	°C	AES	
-		32LBG10CT101	Aux. Steam to SJAE	T	°C	AES	
161		32LCA40CP101	Condensate after GSC	P	barg	AES	
162		32LCA40CT101	Condensate after GSC	T	°C	AES	
162		32LCA40CT102	Condensate after GSC	T	°C	AES	
-		32LCA50CT101	Condensate after LP1	T	°C	AES	
-		32LCA60CT101	Condensate after LP2	T	°C	AES	
-		32LCA70CT101	Condensate after LP3	T	°C	AES	
-		32LCA80CP101	Condensate to DEA	T	°C	AES	
-		32LCP10CP101	Make up water	P	barg	AES	
-		32LCP10CT101	Make up water	T	°C	AES	
-		32LAB10CP101	HP Feedwater BFP1	P	barg	AES	
180		32LAB10CT101	HP Feedwater BFP1	T	°C	AES	
-		32LAB41CP101A	HP Feedwater BFP1	P	barg	AES	
-		32LAB41CP101B	HP Feedwater BFP1	P	barg	AES	
-		32LAB20CP101	HP Feedwater BFP2	P	barg	AES	
181		32LAB20CT101	HP Feedwater BFP2	T	°C	AES	
-		32LAB42CP101A	HP Feedwater BFP2	P	barg	AES	
-		32LAB42CP101B	HP Feedwater BFP2	P	barg	AES	
-		32LAB30CP101	HP Feedwater BFP3	P	barg	AES	
182		32LAB30CT101	HP Feedwater BFP3	T	°C	AES	
-		32LAB43CP101A	HP Feedwater BFP3	P	barg	AES	
-		32LAB43CP101B	HP Feedwater BFP3	P	barg	AES	
143		32LAB50CT101	HP Feedwater to HP5	T	°C	AES	
123	C	32LAB60CT101	HP Feedwater to HP6	T	°C	AES	
101	C	32LAB70CP101A	HP Feedwater to Boiler_Eco.	P	barg	AES	
101	C	32LAB70CP101B	HP Feedwater to Boiler_Eco.	P	barg	AES	
102	C	32LAB70CT101	HP Feedwater to Boiler_Eco.	T	°C	AES	
-	C	31LAB50CP101	HP Feedwater Inlet_Eco.	P	barg	AES	



Client Location Unit		Coordinador Electrico Nacional / AES Ventanas Unit 3 Nueva Ventanas				Date Revision	08-Sep-23 2 (protocolo)	
TEST POINT						INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type	Unit	Supplier		
-	C	31LAB50CT101	HP Feedwater Inlet_Eco.	T	°C	AES		
-		31HAG10CP101	Steam Drum	P	barg	AES		
-		31HAG10CP102	Steam Drum	P	barg	AES		
-		31HAG10CT105	Steam Drum	T	°C	AES		
-		31HAG10CT110	Steam Drum	T	°C	AES		
Internal Boundary Conditions for / ST correction								
-		xxx	Cool water flow	dP	ton/h	AES	or kg/hr (Gal/min) calculated value	
150	C	32PAB23CT101	Inlet temperature CW	T	°C	AES		
151	C	32PAB24CT101	Inlet temperature CW	T	°C	AES		
-		32PAB31CT101	Outlet temperature CW	T	°C	AES		
-		32PAB32CT101	Outlet temperature CW	T	°C	AES		
152/153	C	32MAC10CP101	Cond Vacuum Pressure	P	barg	AES		
152/153	C	32MAC10CP102	Cond Vacuum Pressure	P	barg	AES		
152/153	C	32MAC10CP103	Cond Vacuum Pressure	P	barg	AES		
Level / Valve Measurements								
350		32MAA11CG011	HP Turbine Inlet Left	x	%	AES		
350		32MAA12CG011	HP Turbine Inlet Right	x	%	AES		
351		32MAB11CG011	IP Turbine Inlet Left	x	%	AES		
351		32MAB12CG011	IP Turbine Inlet Right	x	%	AES		
-		31HAG10CL101	Steam Drum Level	L	mm	AES		
-		31HAG10CL102	Steam Drum Level	L	mm	AES		
-		31HAG10CL103	Steam Drum Level	L	mm	AES		
-		32MAG10CL101A	Cond Water Level	L	mm	AES		
-		32MAG10CL101B	Cond Water Level	L	mm	AES		
-		32MAG10CL101C	Cond Water Level	L	mm	AES		
91/92		32LAA10CL101A	Deaerator Water Level	L	mm	AES		
91/92		32LAA10CL101B	Deaerator Water Level	L	mm	AES		
91/92		32LAA10CL101C	Deaerator Water Level	L	mm	AES		
Coal Flow of Feeders								
325		31HFB11EU001	Inlet Coal, Feeder A	FT	ton/h	AES		
326		31HFB12EU001	Inlet Coal, Feeder B	FT	ton/h	AES		
327		31HFB13EU001	Inlet Coal, Feeder C	FT	ton/h	AES		
328		31HFB14EU001	Inlet Coal, Feeder D	FT	ton/h	AES		
329		31HFB15EU001	Inlet Coal, Feeder E	FT	ton/h	AES		
Primary Air and Secondary Air								
-		31HFE10CP101	GAH Inlet Primary Air, Duct A	P	barg	AES		
300	C	31HFE10CT101	GAH Inlet Primary Air, Duct A	T	°C	AES		
-		31HFE20CP101	GAH Inlet Primary Air, Duct B	P	barg	AES		
301	C	31HFE20CT101	GAH Inlet Primary Air, Duct B	T	°C	AES		



Client Location Unit		Coordinador Electrico Nacional / AES Ventanas Unit 3 Nueva Ventanas			Date Revision	08-Sep-23 2 (protocolo)	
TEST POINT					INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type	Unit	Supplier	
310	C	31HFE50CT101	GAH Outlet Primary Air, Duct A	T	°C	AES	
311	C	31HFE60CT101	GAH Outlet Primary Air, Duct B	T	°C	AES	
330	C	31HFE61CF101	Inlet Primary Air, Mill A	dP	ton/h	AES	
331	C	31HFE62CF101	Inlet Primary Air, Mill B	dP	ton/h	AES	
332	C	31HFE63CF101	Inlet Primary Air, Mill C	dP	ton/h	AES	
333	C	31HFE64CF101	Inlet Primary Air, Mill D	dP	ton/h	AES	
334	C	31HFE65CF101	Inlet Primary Air, Mill E	dP	ton/h	AES	
-		31HLA10CP101	GAH Inlet Secondary Air, Duct A	P	barg	AES	
302	C	31HLA10CT101	GAH Inlet Secondary Air, Duct A	T	°C	AES	Before Steam Coil Heater
305	C	31HLA10CT102	GAH Inlet Secondary Air, Duct A	T	°C	AES	After Steam Coil Heater
305	C	31HLA10CT103	GAH Inlet Secondary Air, Duct A	T	°C	AES	After Steam Coil Heater
305	C	31HLA10CT104	GAH Inlet Secondary Air, Duct A	T	°C	AES	After Steam Coil Heater
-		31HLA20CP101	GAH Inlet Secondary Air, Duct B	P	barg	AES	
303	C	31HLA20CT101	GAH Inlet Secondary Air, Duct B	T	°C	AES	Before Steam Coil Heater
306	C	31HLA20CT102	GAH Inlet Secondary Air, Duct B	T	°C	AES	After Steam Coil Heater
306	C	31HLA20CT103	GAH Inlet Secondary Air, Duct B	T	°C	AES	After Steam Coil Heater
306	C	31HLA20CT104	GAH Inlet Secondary Air, Duct B	T	°C	AES	After Steam Coil Heater
-		31HLA50CP102	GAH Outlet Secondary Air, Duct A	P	barg	AES	
315	C	31HLA50CT101	GAH Outlet Secondary Air, Duct A	T	°C	AES	
320	C	31HLA50CF101	GAH Outlet Secondary Air, Duct A	dP	ton/h	AES	
320	C	31HLA50CF102	GAH Outlet Secondary Air, Duct A	dP	ton/h	AES	
-		31HLA60CP102	GAH Outlet Secondary Air, Duct B	P	barg	AES	
316	C	31HLA60CT101	GAH Outlet Secondary Air, Duct B	T	°C	AES	
321	C	31HLA60CF101	GAH Outlet Secondary Air, Duct A	dP	ton/h	AES	
321	C	31HLA60CF102	GAH Outlet Secondary Air, Duct A	dP	ton/h	AES	
Power Measurements							
550	C	32MKA01CE902XQ01	Generator Power	Pe	kW	AES	
530	C	xxx	Generator Power	Pe	kWh	AES	kWh counter (15 minutes)
552	C	32MKA01CE002XQ01	Generator Current R	-	A	AES	
552	C	32MKA01CE002XQ02	Generator Current S	-	A	AES	
552	C	32MKA01CE002XQ03	Generator Current T	-	A	AES	
551	C	32MKA01CE001XQ01	Generator Voltage R-S	-	V	AES	
551	C	32MKA01CE001XQ02	Generator Voltage S-T	-	V	AES	
551	C	32MKA01CE001XQ03	Generator Voltage T-R	-	V	AES	
-	C	32MKA01CE005XQ01	Generator Cos phi	-	-	AES	
554	C	xxx	Generator Speed	-	rpm	AES	
556	C	xxx	Generator Reactive Power	-	Mvar	AES	
570		32MKC20CE002XQ01	Excitation Current	-	A	AES	
571		32MKC20CE001XQ01	Excitation Voltage	-	V	AES	
-	C	34ADA0401XQ36	Netto Power	Pe	kW	AES	



Client Location Unit		Coordinador Electrico Nacional / AES Ventanas Unit 3 Nueva Ventanas				Date Revision	08-Sep-23 2 (protocolo)	
TEST POINT						INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type	Unit	Supplier		
560	C	xxx	Netto Power	Pe	kWh	AES	kWh counter (15 minutes)	
-	C	xxx	Netto Current	-	A	AES		
565	C	34ADA0201XQ35	Netto Voltage	-	V	AES		
566	C	xxx	Netto Frequency Grid	-	Hz	AES		
542		34BBA0101XQ36	Auxiliary Consumption BBA	Pe	kW	AES	common auxiliary	
543		34BBB0101XQ36	Auxiliary Consumption BBB	Pe	kW	AES	common auxiliary	
-		xxx	Auxiliaries excluded from CDEC-SIGN	-	kW	AES	temporary kwh meter	
562		34BBA01xx	Desalination unit	Pe	kWh	AES	temporary kwh meter	
562		34BBB01xx	Desalination unit	Pe	kWh	AES	temporary kwh meter	
500		31HFC11AM001	Consumption Mill A	Pe	-	AES	kW or A and V	
501		31HFC11AM002	Consumption Mill B	Pe	-	AES	kW or A and V	
502		31HFC11AM003	Consumption Mill C	Pe	-	AES	kW or A and V	
503		31HFC11AM004	Consumption Mill D	Pe	-	AES	kW or A and V	
504		31HFC11AM005	Consumption Mill E	Pe	-	AES	kW or A and V	
505		31HAG30AP001	Consumption Recirculation Pump A	Pe	-	AES	kW or A and V	
506		31HAG30AP002	Consumption Recirculation Pump B	Pe	-	AES	kW or A and V	
507		31HAG30AP003	Consumption Recirculation Pump C	Pe	-	AES	kW or A and V	
Flue Gas Analysis (O2, CO, T)								
261	C	31HNA11CA001	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	X	O2 Measurement	%	AES	
261	C	31HNA11CA002	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	X	O2 Measurement	%	AES	
-	C	31HNA11CA003	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	X	CO Measurement	ppm	AES	
-	C	31HNA11CT101	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	T	Temperature Element	°C	AES	
262	C	31HNA12CA001	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	X	O2 Measurement	%	AES	
262	C	31HNA12CA002	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	X	O2 Measurement	%	AES	
-	C	31HNA12CA003	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	X	CO Measurement	ppm	AES	
-	C	31HNA12CT101	GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	T	Temperature Element	°C	AES	
265	C	-	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A	X	O2 Measurement	%	AES	
267	C	-	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A	X	CO Measurement	ppm	AES	
203	C	-	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A	T	Temperature Element	°C	AES	
266	C	-	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B	X	O2 Measurement	%	AES	
268	C	-	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B	X	CO Measurement	ppm	AES	
204	C	-	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B	T	Temperature Element	°C	AES	
-		31HNA21CT102	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A	T	Temperature Element	°C	AES	
-		31HNA21CT103	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A	T	Temperature Element	°C	AES	
-		31HNA22CT102	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B	T	Temperature Element	°C	AES	
-		31HNA22CT103	GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B	T	Temperature Element	°C	AES	
-		-	Stack Exhaust Gas SO2	X	SO2 Measurement	-	AES CEMS	
-		-	Stack Exhaust Gas NOx	X	NOx Measurement	-	AES CEMS	
-		-	Stack Exhaust Gas CO	X	CO Measurement	-	AES CEMS	
-		-	Stack Exhaust Gas CO2	X	CO2 Measurement	-	AES CEMS	
-		-	Stack Exhaust Gas Particules	X	Particules Measurement	-	AES CEMS	



Client		Coordinador Electrico Nacional / AES				Date	08-Sep-23		
Location		Ventanas				Revision	2 (protocolo)		
Unit		Unit 3 Nueva Ventanas							
TEST POINT							INSTRUMENT		REMARKS
CerTa V. No.	C = calibrate sensor and supply calibration	Original Tag	Description	Type		Unit	Supplier		
-	-	-	Stack Exhaust Gas O2	X	O2 Measurement	-	AES	CEMS	
-	-	-	Stack Exhaust Gas H2O	X	H2O Measurement	-	AES	CEMS	
Sampling and Analysis									
208-288	-	-	Coal sampling (ultimate and proximate)	-	-	-	AES	Analysis by Contracted external Company	
291	-	-	Fly-ash sampling (unburned carbon)	-	-	-	AES	Analysis by Contracted external Company	
290	-	-	Bottom ash sampling (unburned carbon)	-	-	-	AES	Analysis by Contracted external Company	
295	-	-	HHV higher heating value of coal	-	-	-	AES	Analysis by Contracted external Company	



APÉNDICE A3 AES CALIBRATION CERTIFICATES / CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN AES



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN N° NAR-133572023

Fecha de emisión de certificado 06 de Septiembre de 2023

IDENTIFICACIÓN DEL CLIENTE

Nombre EMPRESA ELECTRICA CAMPICHE S.A
 Dirección CAMINO COSTERO S/N VENTANAS - PUCHINCAVI CHILE

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN CALIBRADO

Tipo de instrumento ESTACION METEOROLOGICA
 Marca COMET
 Modelo T 3111
 N° de serie 22794203
 Identificación especial 22794203
 Intervalo de indicación 45°C 100% HRA
 Intervalo de escala 0,1°C 0,1% HRA

CONDICIONES AMBIENTALES DE CALIBRACIÓN

Fecha de calibración 06 de Septiembre de 2023
 Tª durante la calibración 19,7°C 50,4 % HRA (Temperatura y HRA Laboratorio)
 Punto de Calibración 7 puntos °C y 4 puntos % HRA
 Lugar de calibración Calibración en dependencias Grupo Narbach Viña del Mar
 Método de calibración Comparación en cámara de humedad con Patron Digital
 Procedimiento INC-PT01-ITEM02 - Guía Técnica CENAM Abril 2008
 Capacidad de equipo 45°C y 100 % HRA
 Intervalo calibrado 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35°C y 50, 70, 80, 90 % HRA
 Resolución del dispositivo Visualización 0,1°C 0,1% HRA

TRAZABILIDAD

Patrón de calibración TERMOHIGROMETRO DIGITAL PATRON
 Marca y N° de serie PYLE PTHM15 2019N / NAR1/2018
 Modelo y/o clase PTHM15
 Certificado de calibración SC23/10434
 Vencimiento de calibración del patrón 25 de Mayo de 2025
 Trazable a SERVINCAL LC110 INN - INTA - NIST

Los patrones utilizados en la calibración cuentan con *trazabilidad a patrones nacionales y/o internacionales* los que a su vez están referidos a patrones primarios de acuerdo al Sistema Internacional de Unidades (SI)
 Grupo Narbach no asume responsabilidades por daños posteriores a la calibración ocasionados por el mal empleo del instrumento o por intervención de personas ajenas a nuestro servicio.

NAR-133572023

GRUPO NARBACH
 ASesorías y EQUIPOS SpA
 Rut.: 76.282.779.4

Grupo Narbach Asesorías y Equipos SPA



TABLA DE RESULTADOS

Legenda SP: Sistema de Medición Patrón de Calibración
 EC: Elemento de Medición Calibrado
 U: Incertidumbre expandida de calibración para k=2

TABLA DE RESULTADOS CALIBRACIÓN				
Indicación SP	Valor Indicación.	Error	Incertidumbre (Ucal)	
	EC	EC - SP	Expandida	Factor Cobertura
	° CELSIUS	° CELSIUS	° CELSIUS	95 % (K=2)
4,8	4,6	0,2	0,5	2,0
10,1	10,0	0,1	0,5	2,0
15,3	15,1	0,2	0,5	2,0
20,0	19,8	0,2	0,5	2,0
25,2	25,2	0,0	0,5	2,0
31,2	31,2	0,0	0,5	2,0
35,7	35,6	0,1	0,5	2,0

TABLA DE RESULTADOS CALIBRACIÓN			
Indicación SP	Valor Indicación.	Error	Error %
	% HUMEDAD	% HUMEDAD	% HUMEDAD
51,4	50,6	0,8	1,0
70,3	69,5	0,8	1,0
80,2	79,3	0,9	1,0
89,1	87,7	1,4	1,0

- 1.- Los valores encontrados son a partir de 03 mediciones consecutivas en la indicación del EC (Repetibilidad)
- 2.- La incertidumbre informada corresponde a la incertidumbre expandida que resulta de la incertidumbre combinada multiplicada por el factor de cobertura K=2
- 3.- El valor verdadero del mensurado esta dentro del intervalo informado con un nivel de confianza aprox del 95%

NAR-133572023

Grupo Narbach Asesorías y Equipos SPA

GRUPO NARBACH
 ASESORIAS Y EQUIPOS SpA
 Rut.: 76.282.779-d



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN Nº NAR-133582023

Fecha de emisión de certificado 06 de Septiembre de 2023

IDENTIFICACIÓN DEL CLIENTE

Nombre EMPRESA ELECTRICA CAMPICHE S.A
 Dirección CAMINO COSTERO S/N VENTANAS - PUCHINCAVI CHILE

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN CALIBRADO

Tipo de instrumento ESTACION METEOROLOGICA
 Marca COMET
 Modelo T 2114
 Nº de serie 22793826
 Identificación especial 22793826
 Intervalo de indicación 900 mmHg
 Intervalo de escala 0,1 mmHg

CONDICIONES AMBIENTALES DE CALIBRACIÓN

Fecha de calibración 06 de Septiembre de 2023
 T° durante la calibración 19,7°C 50,4 % HRA (Temperatura y HRA Laboratorio)
 Punto de Calibración 1 Punto en comparación a patron
 Lugar de calibración Calibración en dependencias Grupo Narbach Viña del Mar
 Método de calibración Comparación directa a Patron Digital
 Procedimiento INC-PT01-ITEM02 - Guía Técnica CENAM Abril 2008
 Capacidad de equipo 900 mmHg
 Intervalo calibrado 764,4 mmHg
 Resolución del dispositivo Visualización 0,1 mmHg

TRAZABILIDAD

Patrón de calibración TERMOHIGROMETRO DIGITAL PATRON
 Marca y Nº de serie PYLE PTHM15 2019N / NAR1/2018
 Modelo y/o clase PTHM15
 Certificado de calibración SC23/10434
 Vencimiento de calibración del patrón 25 de Mayo de 2025
 Trazable a SERVINCAL LC110 INN - INTA - NIST

Los patrones utilizados en la calibración cuentan con **trazabilidad a patrones nacionales y/o internacionales** los que a su vez están referidos a patrones primarios de acuerdo al Sistema Internacional de Unidades (SI)

Grupo Narbach no asume responsabilidades por daños posteriores a la calibración ocasionados por el mal empleo del instrumento o por intervención de personas ajenas a nuestro servicio.

GRUPO NARBACH
 ASesorías y EQUIPOS SpA
 Rut.: 76.282.779-4

NAR-133582023

Grupo Narbach Asesorías y Equipos SPA

Página 1 de 2

Grupo Narbach Asesorías y Equipos S.P.A. - 7 Norte 645, Oficina 410
 Edificio Centro Libertad, Viña del Mar.



TABLA DE RESULTADOS

Leyenda SP: Sistema de Medición Patrón de Calibración
 EC: Elemento de Medición Calibrado
 U: Incertidumbre expandida de calibración para k=2


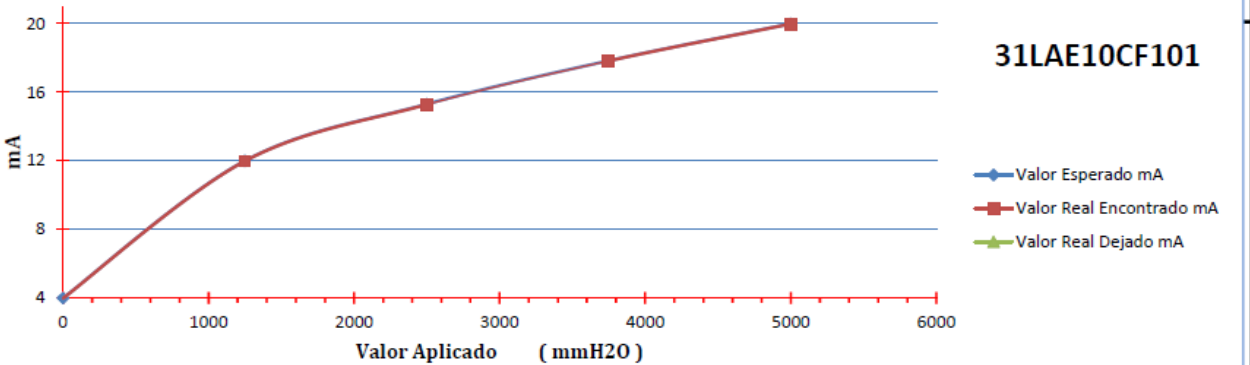
TABLA DE RESULTADOS CALIBRACIÓN				
Indicación SP	Valor Indicación.	Error	Incertidumbre (Ucal)	
	EC	EC - SP	Expandida	Factor Cobertura
mmHg	mmHg	mmHg	mmHg	95 % (K=2)
764,4	764,8	-0,4	0,9	2,0


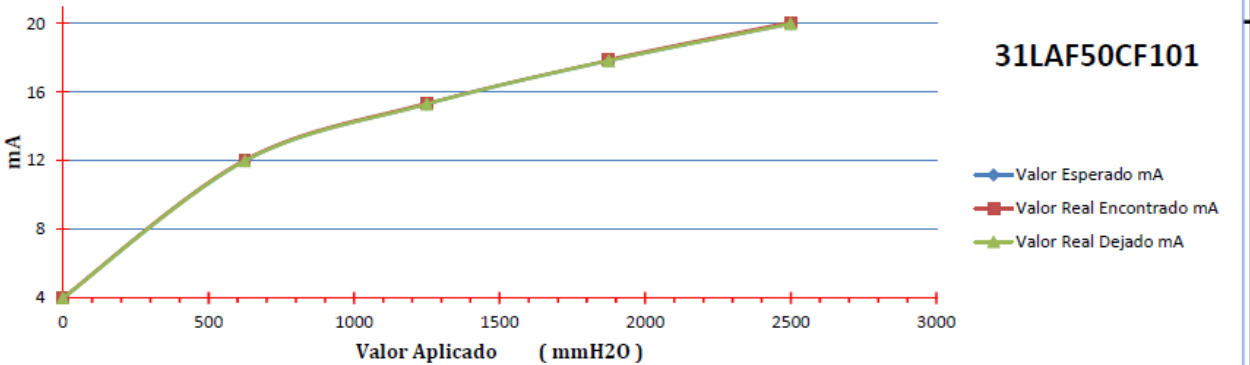
- 1.- Los valores encontrados son a partir de 03 mediciones consecutivas en la indicación del EC (Repetibilidad)
- 2.- La incertidumbre informada corresponde a la incertidumbre expandida que resulta de la incertidumbre combinada multiplicada por el factor de cobertura K=2
- 3.- El valor verdadero del mensurado esta dentro del intervalo informado con un nivel de confianza aprox del 95%


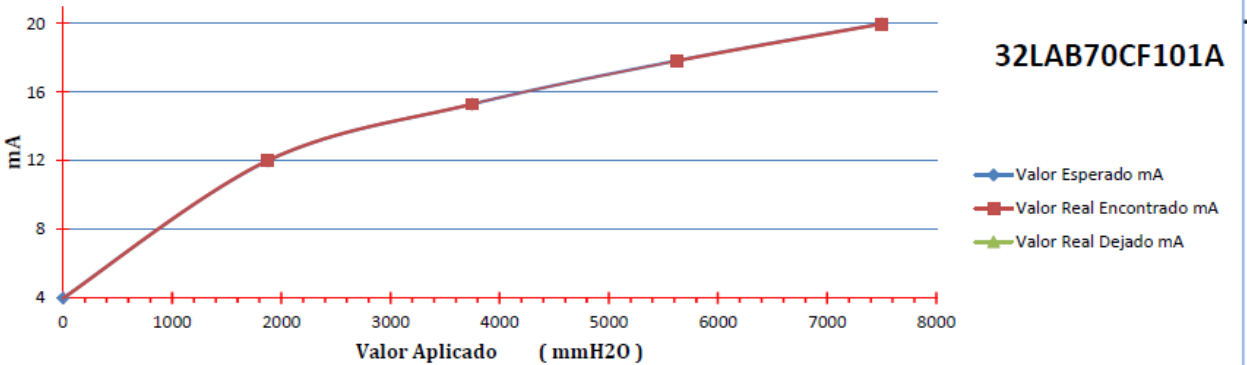
NAR-133582023


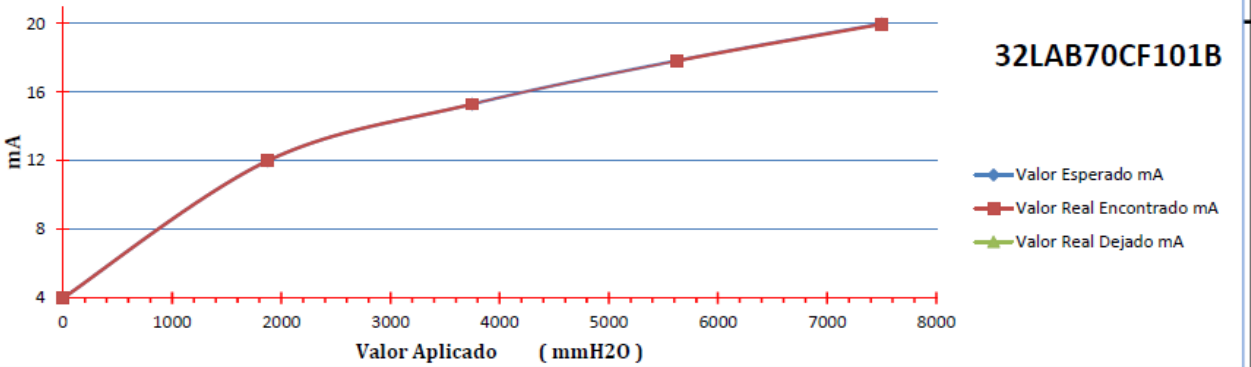
Grupo Narbach Asesorías y Equipos SPA

GRUPO NARBACH
 ASesorías y EQUIPOS SPA
 Rut.: 76.282.779-0

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO		PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31LAE10CF101	OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	01891733						
MODELO	3051	RANGO	0 A 5000 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL	ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	SPRAY WINTER SUPERHEAT						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE					
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO			VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	3,98	0,02	0,13	4,00		-	-
25	1250	12,00	11,98	0,02	0,12	12,00		-	-
50	2500	15,31	15,28	0,03	0,19	15,31		-	-
75	3750	17,85	17,83	0,02	0,13	17,85		-	-
100	5000	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00		-	-
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificacion a Tx									
Valores encontrados son correctos, equipo en buenas condiciones, operativo									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA		SUPERVISOR CLIENTE					
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez							
FECHA	15-11-2021								
FIRMA									

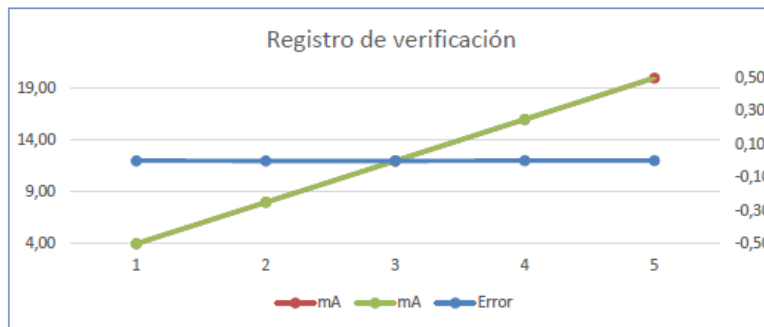
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT				
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31LAF50CF101	OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	01891729						
MODELO	3051	RANGO	0 A 2500 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL	ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	SPRAY WATER SUPERHEAT						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE					
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO			
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	4,02	0,02	0,12	4,00	4,00	0,00	0,00
25	625	12,00	12,05	0,05	0,31	12,00	12,00	0,00	0,00
50	1250	15,31	15,37	0,06	0,37	15,31	15,31	0,00	0,00
75	1875	17,85	17,90	0,05	0,31	17,85	17,85	0,00	0,00
100	2500	20,00	20,10	0,10	0,63	20,00	20,00	0,00	0,00
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantenimiento y verificación a Tx									
Valores encontrados no se encuentran dentro de lo permitido									
Se realiza Ajuste, Valores dejados, aceptables y dentro de lo permitido									
Operativo									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE			
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez						
FECHA	15-11-2021								
FIRMA									

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LAB70CF101A		OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL		N° SERIE	07158000550005						
MODELO	STD924		RANGO	0 A 7500 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	HP FWH II OUT WTR FLOW A						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,98	0,02	0,13	4,00		-	-	
25	1875	12,00	12,01	0,01	0,06	12,00		-	-	
50	3750	15,31	15,31	0,00	0,00	15,31		-	-	
75	5625	17,85	17,83	0,02	0,13	17,85		-	-	
100	7500	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores encontrados son correctos, equipo en buenas condiciones, operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez							
FECHA	12-11-2021									
FIRMA										

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LAB70CF101B	OM / OT	107708							
MARCA	HONEYWELL	N° SERIE	NO LEGIBLE							
MODELO	NO LEGIBLE	RANGO	0 A 7500 mmH2O							
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HP FWH II OUT WTR FLOW B							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00		-	-	
25	1875	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00		-	-	
50	3750	15,31	15,31	0,00	0,00	15,31		-	-	
75	5625	17,85	17,83	0,02	0,13	17,85		-	-	
100	7500	20,00	19,97	0,03	0,19	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores encontrados son correctos, equipo en buenas condiciones, operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Andres Videla		Cristian Perez							
FECHA	11-11-2021									
FIRMA										

INERCO		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TAG	32LCA40CF101	OM / OT	2002530313		
MARCA		RANGO	DESDE (mmH2O)	0	HASTA (mmH2O)
MODELO		ÁREA	CALDERA		
SENSOR TIPO	Transmisor de presión	DESCRIPCIÓN PROCESO	Linea Vapor auxiliar		
DIMENSIONES DEL EQUIPO					
LARGO SENSOR		DIÁMETRO SENSOR		CONEXIÓN A PROCESO	
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON					
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE	
PATRÓN DE ENTRADA	BEAMEX	BEAMEX	MC6	607589	
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	58121574MV	
CÁLCULO DE ERROR					
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$					
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN					

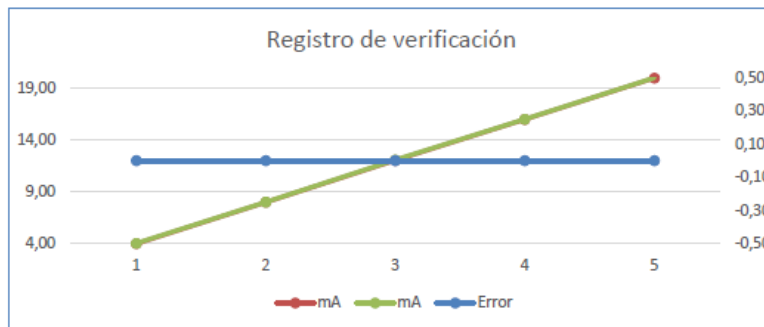
Lectura	Patrón		Lectura		Error %
	mmH2O	mA	mmH2O	mA	
1	0,00	4,00	0,20	4,01	0,00
2	1249,00	8,00	25,10	8,01	0,00
3	2499,00	12,00	50,10	12,01	0,00
4	3749,00	16,00	75,10	16,02	0,00
5	5000,00	20,00	100,20	20,02	0,00




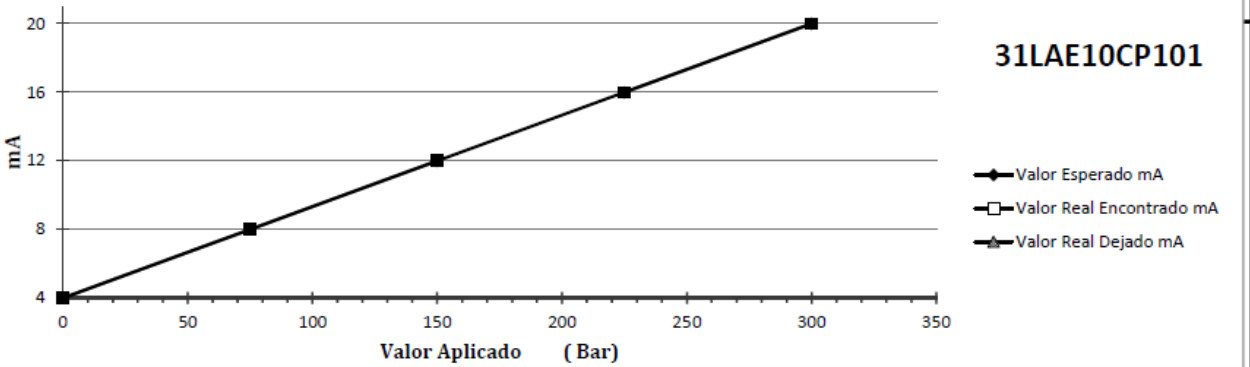
OBSERVACIONES			
Se realiza verificación a sensor			
APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE		Eric Ramos M.	
FECHA		11-09-2023	
FIRMA			


INERCO		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN				
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO						
TAG	32LCJ30CF101	OM / OT	2002530313			
MARCA		RANGO	DESDE (mmH2O)	0	HASTA (mmH2O)	2500
MODELO		ÁREA	CALDERA			
SENSOR TIPO	Transmisor de presión	DESCRIPCIÓN PROCESO	Linea Vapor auxiliar			
DIMENSIONES DEL EQUIPO						
LARGO SENSOR		DIÁMETRO SENSOR		CONEXIÓN A PROCESO		
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON						
	TAG	MARCA	MODELO	Nº DE SERIE		
PATRÓN DE ENTRADA	BEAMEX	BEAMEX	MC6	607589		
PATRÓN DE SALIDA	BEAMEX	BEAMEX	MC6	607589		
CÁLCULO DE ERROR						
$Error_{RELATIVO} \text{ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$						
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN						


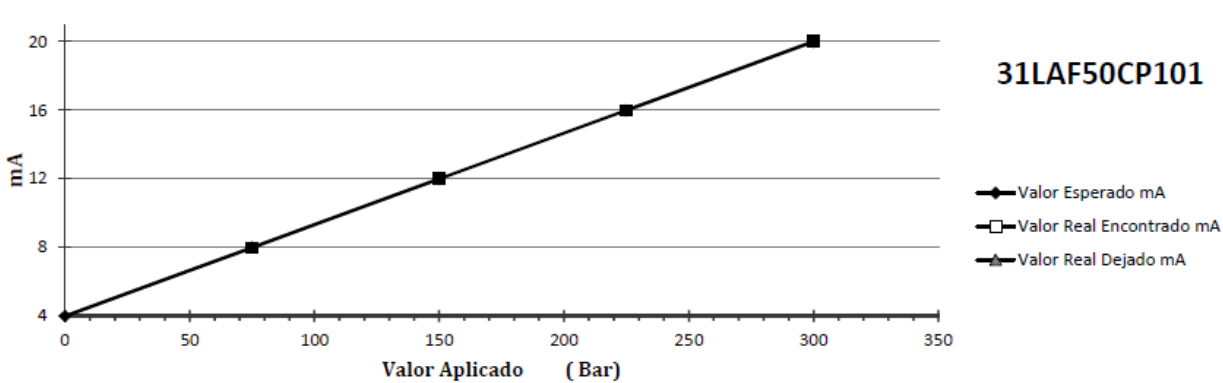
Lectura	Patrón		Lectura		Error %
	mmH2O	mA	mmH2O	mA	
1	0,00	4,00	0,20	4,03	0,00
2	624,00	7,99	25,10	8,02	0,00
3	1258,00	12,05	50,50	12,08	0,00
4	1874,00	15,99	75,10	16,02	0,00
5	2499,00	19,99	100,10	20,01	0,00





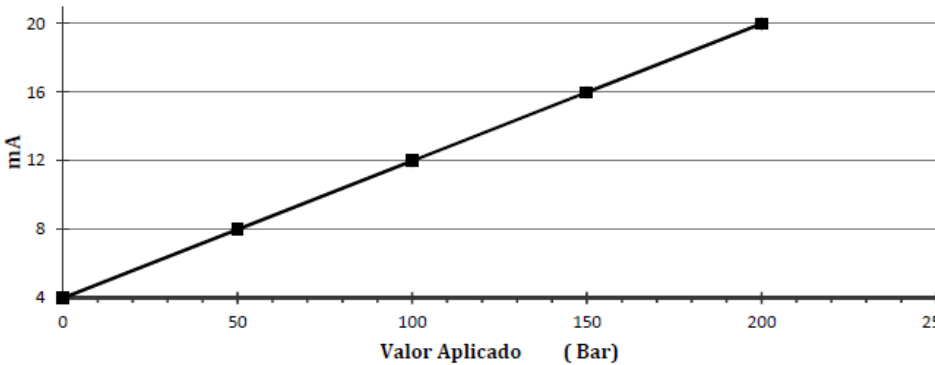
OBSERVACIONES			
Se realiza verificación a sensor			
APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE		Eric Ramos M.	
FECHA		11-09-2023	
FIRMA			


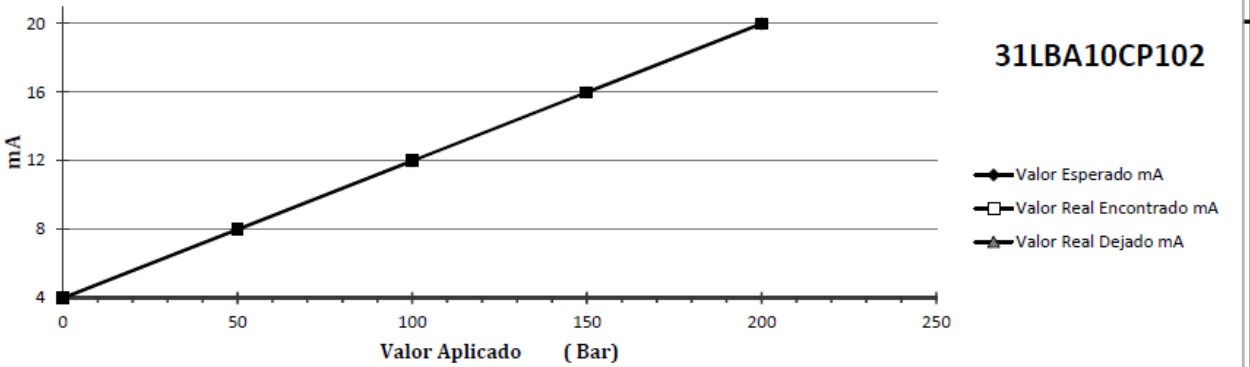
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31LAE10CP101	OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	01891608						
MODELO	3051	RANGO	0 A 300 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	SPRAY WATER REHEATER						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO		VALOR DEJADO					
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00		-	-
25	75	8,00	8,00	0,00	0,00	8,00		-	-
50	150	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00		-	-
75	225	16,00	16,00	0,00	0,00	16,00		-	-
100	300	20,00	20,00	0,00	0,00	20,00		-	-
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
Equipo en buenas condiciones									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez							
FECHA	15-11-2021								
FIRMA									


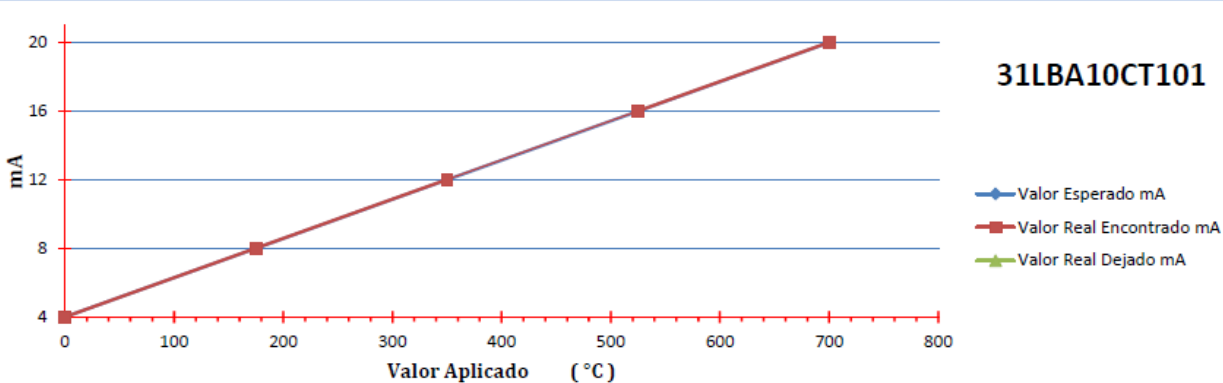
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31LAE10CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	KOREA NAGANO	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 400																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	SPRAY WATER SUPER HOT																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO N° DE SERIE																								
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A 658662-00277																								
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725 13102401																								
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>0,0 °C</td> <td>200°C</td> <td>400 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>0,1°C</td> <td>200,2 °C</td> <td>400,3 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>240 mm</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td>1/2 AMERICANA</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	0,0 °C	200°C	400 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	0,1°C	200,2 °C	400,3 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	240 mm	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	1/2 AMERICANA
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	0,0 °C	200°C	400 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	0,1°C	200,2 °C	400,3 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	240 mm																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	1/2 AMERICANA																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Alex Gacitua	Cristian Perez Soto																									
FECHA	15-11-2021																										
FIRMA																											


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31LAF50CP101	OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	01891615						
MODELO	3051	RANGO	0 A 300 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	SPRAY WATER REHEATER						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO						
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	3,99	0,01	0,06	4,00		-	-
25	75	8,00	7,99	0,01	0,06	8,00		-	-
50	150	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00		-	-
75	225	16,00	16,00	0,00	0,00	16,00		-	-
100	300	20,00	20,01	0,01	0,06	20,00		-	-
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
Equipo en buenas condiciones									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA				SUPERVISOR CLIENTE			
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez							
FECHA	15-11-2021								
FIRMA									


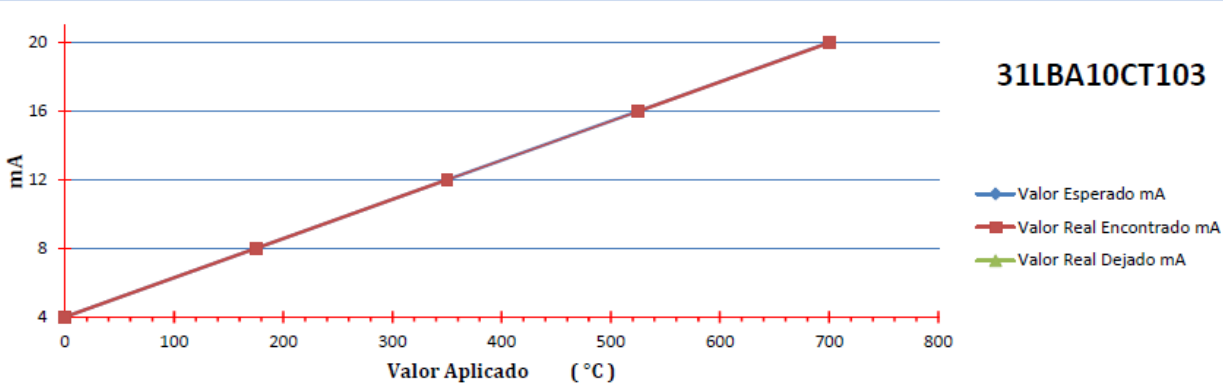
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31LAF50CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	KOREA NAGANA	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 400																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	SPARY WATER SUPER HETER																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM, SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td style="text-align: center;">0</td> <td style="text-align: center;">200 °C</td> <td style="text-align: center;">400 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td style="text-align: center;">0,1</td> <td style="text-align: center;">199,9 °C</td> <td style="text-align: center;">400,3 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td style="text-align: center;">230 mm</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td style="text-align: center;">1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">1/2 AMERICANA</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	0	200 °C	400 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	0,1	199,9 °C	400,3 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	230 mm	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	1/2 AMERICANA
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	0	200 °C	400 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	0,1	199,9 °C	400,3 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	230 mm																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	1/2 AMERICANA																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	ALEX GACITUA	Cristian Perez Soto																									
FECHA	15-11-2021																										
FIRMA																											


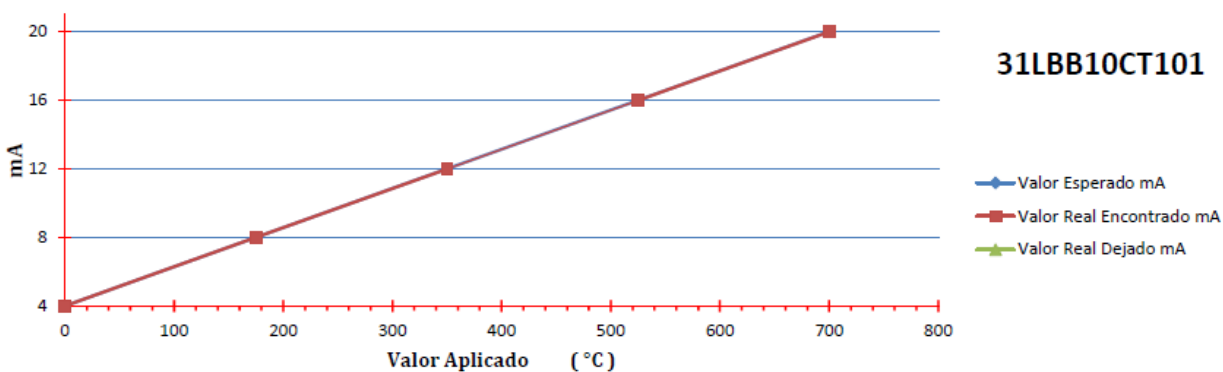
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31LBA10CP101	OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	01891613						
MODELO	3051	RANGO	0 A 200 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	S/HTR OTLT MAIN STM PRESS						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO		VALOR DEJADO					
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00			
25	50	8,00	8,00	0,00	0,00	8,00			
50	100	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00			
75	150	16,00	16,00	0,00	0,00	16,00			
100	200	20,00	20,00	0,00	0,00	20,00			
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 0.5; padding-left: 10px;"> <p>31LBA10CP101</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Valor Esperado mA □ Valor Real Encontrado mA △ Valor Real Dejado mA </div> </div>									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados , Aceptables									
Operativo									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez							
FECHA	12-11-2021								
FIRMA									


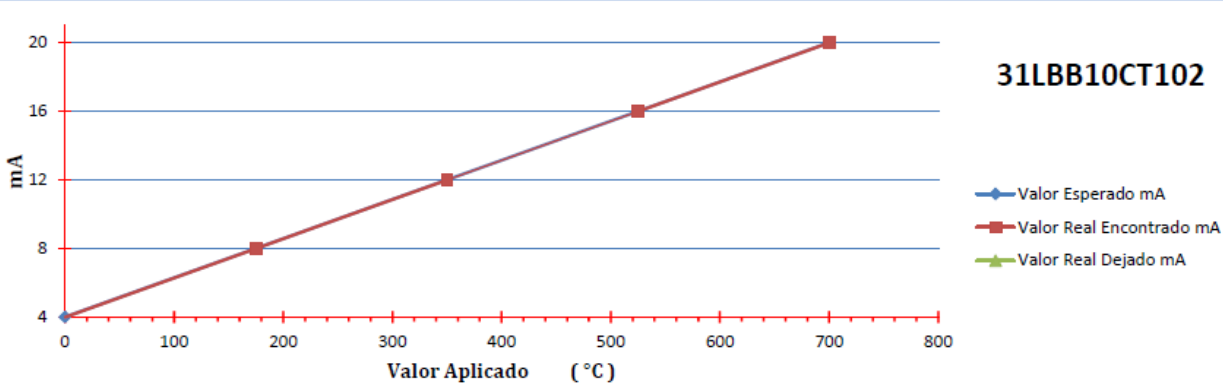
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31LBA10CP102	OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	01891614						
MODELO	3051	RANGO	0 A 200 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	S/HTR OTLT MAIN STM PRESS						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO						
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00			
25	50	8,00	8,00	0,00	0,00	8,00			
50	100	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00			
75	150	16,00	16,00	0,00	0,00	16,00			
100	200	20,00	20,00	0,00	0,00	20,00			
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados , Aceptables									
Operativo									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez							
FECHA	12-11-2021								
FIRMA									


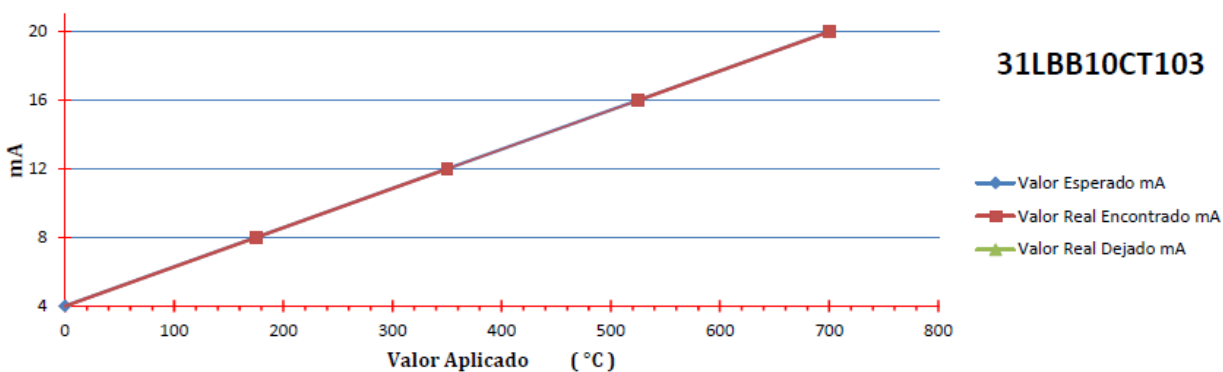
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31LBA10CT101	OM / OT	109119							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	NO LEGIBLE							
MODELO	248 RANAC 4Q4	RANGO	0 A 700 °C							
SENSOR TIPO	TC - E	ÁREA	CALDERA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HP OUTLET BOILER							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00		-	-	
25	175	8,00	8,01	0,01	0,06	8,00		-	-	
50	350	12,00	12,02	0,02	0,12	12,00		-	-	
75	525	16,00	16,02	0,02	0,12	16,00		-	-	
100	700	20,00	20,02	0,02	0,12	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
Operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	16-12-2021									
FIRMA										


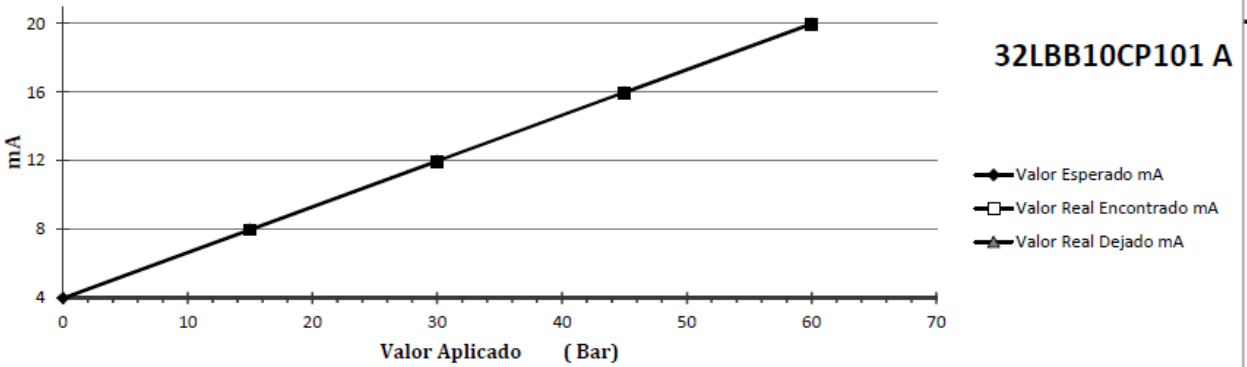
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31LBA10CT102	OM / OT	109119							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	NO LEGIBLE							
MODELO	248 RANAC 4Q4	RANGO	0 A 700 °C							
SENSOR TIPO	TC - E	ÁREA	CALDERA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HP OUTLET BOILER							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,99	0,01	0,06	4,00		-	-	
25	175	8,00	7,98	0,02	0,12	8,00		-	-	
50	350	12,00	11,98	0,02	0,12	12,00		-	-	
75	525	16,00	15,98	0,02	0,12	16,00		-	-	
100	700	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00		-	-	
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
Operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	16-12-2021									
FIRMA										


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31LBA10CT103	OM / OT	109119							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	NO LEGIBLE							
MODELO	248 RANAC 4Q4	RANGO	0 A 700 °C							
SENSOR TIPO	TC - E	ÁREA	CALDERA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HP OUTLET BOILER							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVOAL\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00		-	-	
25	175	8,00	8,00	0,00	0,00	8,00		-	-	
50	350	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00		-	-	
75	525	16,00	15,99	0,01	0,06	16,00		-	-	
100	700	20,00	19,99	0,01	0,06	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
Operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	16-12-2021									
FIRMA										


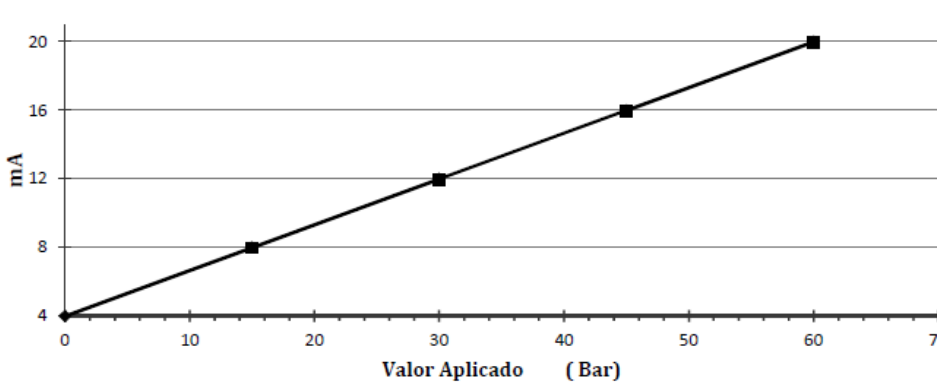
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31LBB10CT101	OM / OT	109119							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	NO LEGIBLE							
MODELO	248 RANAC 4Q4	RANGO	0 A 700 °C							
SENSOR TIPO	TC - E	ÁREA	CALDERA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HOT REHEAT MAIN LINE OULET							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVOALSPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00		-	-	
25	175	8,00	8,00	0,00	0,00	8,00		-	-	
50	350	12,00	11,99	0,01	0,06	12,00		-	-	
75	525	16,00	15,99	0,01	0,06	16,00		-	-	
100	700	20,00	19,99	0,01	0,06	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
Operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	16-12-2021									
FIRMA										


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31LBB10CT102	OM / OT	109119							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	NO LEGIBLE							
MODELO	248 RANAC 4Q4	RANGO	0 A 700 °C							
SENSOR TIPO	TC - E	ÁREA	CALDERA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HOT REHEAT MAIN LINE OUTLET							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,98	0,02	0,13	4,00		-	-	
25	175	8,00	7,99	0,01	0,06	8,00		-	-	
50	350	12,00	11,99	0,01	0,06	12,00		-	-	
75	525	16,00	15,99	0,01	0,06	16,00		-	-	
100	700	20,00	19,99	0,01	0,06	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
Operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	16-12-2021									
FIRMA										


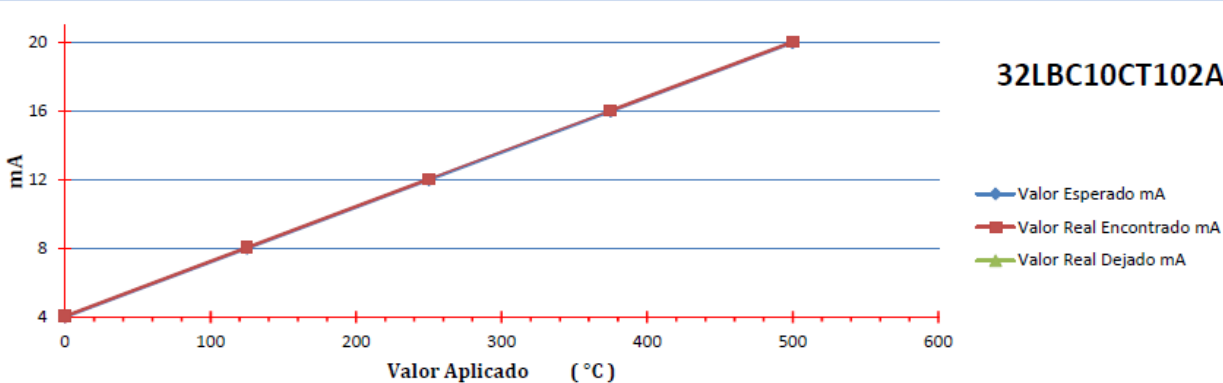
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31LBB10CT103	OM / OT	109119							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	1877441							
MODELO	248 RANAC 4Q4	RANGO	0 A 700 °C							
SENSOR TIPO	TC - E	ÁREA	CALDERA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HOT REHEAT MAIN LINE OUTLET							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,99	0,01	0,06	4,00		-	-	
25	175	8,00	7,99	0,01	0,06	8,00		-	-	
50	350	12,00	11,99	0,01	0,06	12,00		-	-	
75	525	16,00	15,99	0,01	0,06	16,00		-	-	
100	700	20,00	19,99	0,01	0,06	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
Operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	16-12-2021									
FIRMA										


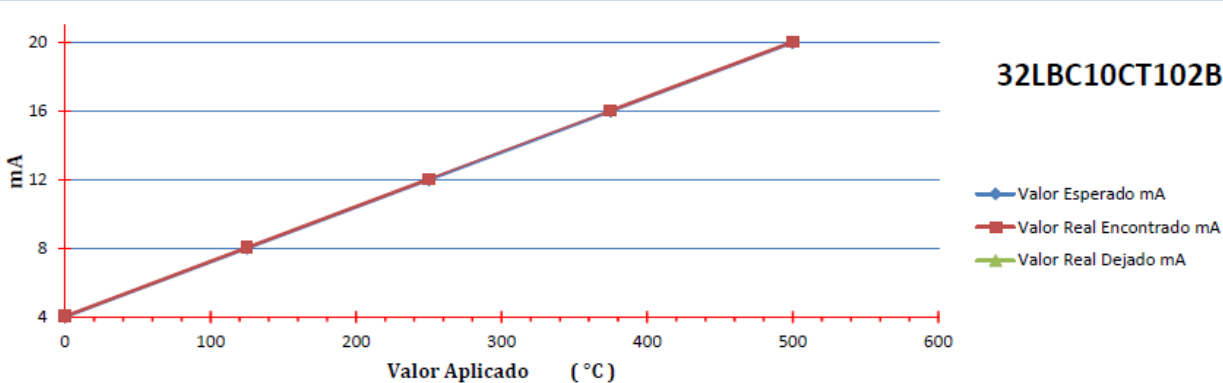
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	32LBB10CP101 A	OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL	N° SERIE	NO LEGIBLE						
MODELO	STD 924	RANGO	0 A 60 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	HOT RH HDR PRESS A						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO						
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	3,97	0,03	0,19	4,00		-	-
25	15	8,00	7,97	0,03	0,19	8,00		-	-
50	30	12,00	11,97	0,03	0,19	12,00		-	-
75	45	16,00	15,97	0,03	0,19	16,00		-	-
100	60	20,00	19,97	0,03	0,19	20,00		-	-
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez								
FECHA	13-11-2021								
FIRMA									


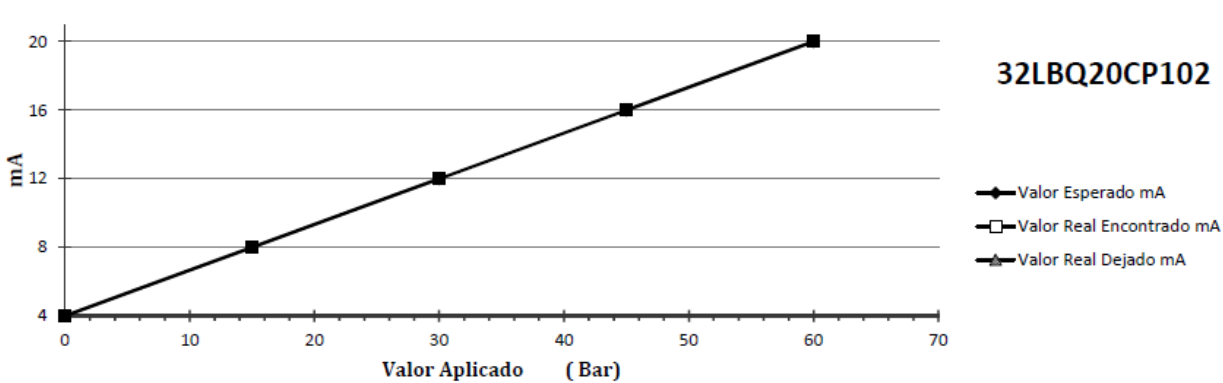
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN			PT_MCI_PT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LBB10CP101 B		OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL		N° SERIE	NO LEGIBLE						
MODELO	STD 924		RANGO	0 A 60 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO		ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCION PROCESO	HOT RH HDR PRESS B						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,97	0,03	0,19	4,00		-	-	
25	15	8,00	7,98	0,02	0,12	8,00		-	-	
50	30	12,00	11,98	0,02	0,12	12,00		-	-	
75	45	16,00	15,98	0,02	0,12	16,00		-	-	
100	60	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00		-	-	
<div style="float: right; text-align: right;"> <p>32LBB10CP101 B</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Valor Esperado mA □ Valor Real Encontrado mA ▲ Valor Real Dejado mA </div>										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx										
Valores encontrados Aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez									
FECHA	13-11-2021									
FIRMA										


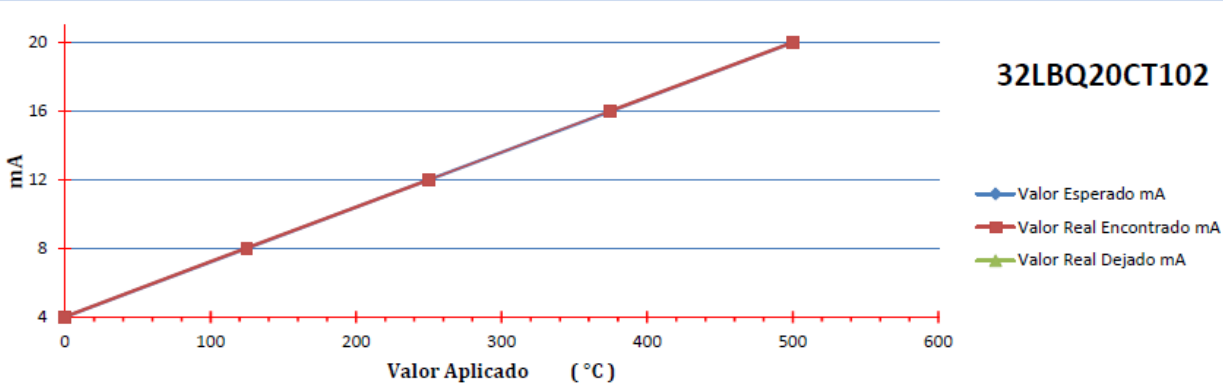
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	32LBC10CP102A	OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL	N° SERIE	71580005500057						
MODELO	STD 924	RANGO	0 A 60 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	HP TBN EXH CRA STM PRESS A						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO						
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	3,97	0,03	0,19	4,00		-	-
25	15	8,00	7,97	0,03	0,19	8,00		-	-
50	30	12,00	11,97	0,03	0,19	12,00		-	-
75	45	16,00	15,97	0,03	0,19	16,00		-	-
100	60	20,00	19,97	0,03	0,19	20,00		-	-
<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 0.5; padding-left: 10px;"> <p>32LBC10CP102A</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Valor Esperado mA □ Valor Real Encontrado mA ▲ Valor Real Dejado mA </div> </div>									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA				SUPERVISOR CLIENTE			
NOMBRE	Franco Perez								
FECHA	13-11-2021								
FIRMA									


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	32LBC10CP102B	OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL	N° SERIE	71580005500058						
MODELO	STD 924	RANGO	0 A 60 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	HP TBN EXH CRA STM PRESS B						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO						
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	3,99	0,01	0,06	4,00		-	-
25	15	8,00	7,99	0,01	0,06	8,00		-	-
50	30	12,00	11,98	0,02	0,12	12,00		-	-
75	45	16,00	15,98	0,02	0,12	16,00		-	-
100	60	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00		-	-
<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;"> </div> <div style="flex: 0.5; padding-left: 10px;"> <p>32LBC10CP102B</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Valor Esperado mA □ Valor Real Encontrado mA ▲ Valor Real Dejado mA </div> </div>									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez								
FECHA	13-11-2021								
FIRMA									


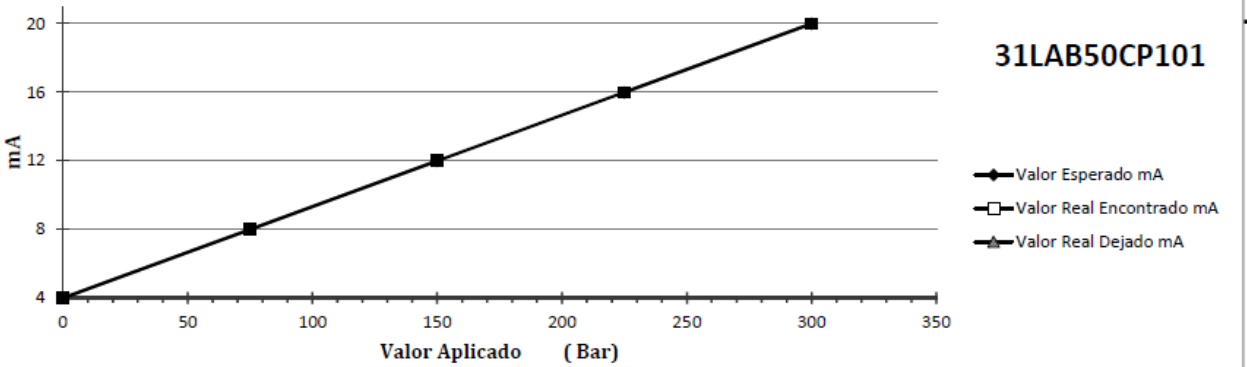
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LBC10CT102A	OM / OT	107708							
MARCA	SIEMENS	N° SERIE	NO LEGIBLE							
MODELO	SITRAN	RANGO	0 A 500 °C							
SENSOR TIPO	TC - K	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	TEMP VAPOR PRINCIPAL							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVOALSPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,05	0,05	0,31	4,00		-	-	
25	125	8,00	8,05	0,05	0,31	8,00		-	-	
50	250	12,00	12,05	0,05	0,31	12,00		-	-	
75	375	16,00	16,05	0,05	0,31	16,00		-	-	
100	500	20,00	20,05	0,05	0,31	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	03-12-2021									
FIRMA										


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LBC10CT102B	OM / OT	107708							
MARCA	SIEMENS	N° SERIE	1542617							
MODELO	SITRAN	RANGO	0 A 500 °C							
SENSOR TIPO	TC - K	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	TEMP VAPOR PRINCIPAL							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,04	0,04	0,25	4,00		-	-	
25	125	8,00	8,05	0,05	0,31	8,00		-	-	
50	250	12,00	12,05	0,05	0,31	12,00		-	-	
75	375	16,00	16,05	0,05	0,31	16,00		-	-	
100	500	20,00	20,05	0,05	0,31	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	03-12-2021									
FIRMA										


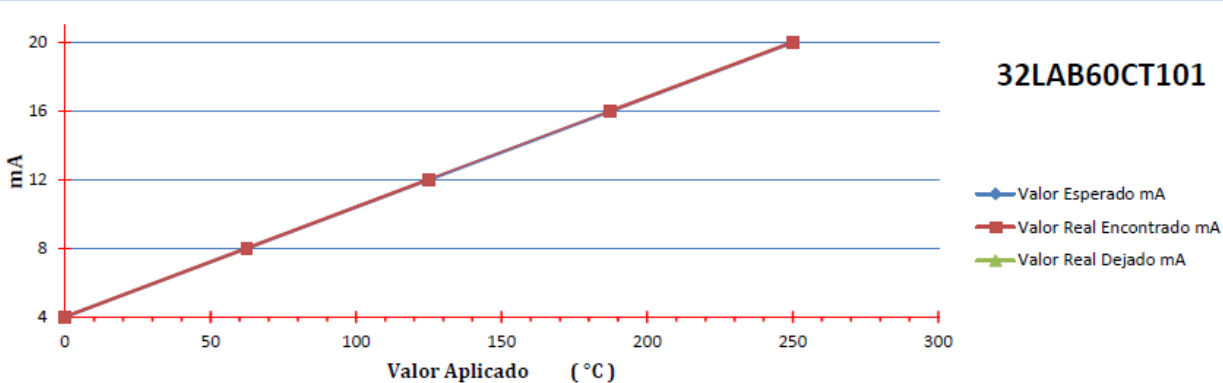
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN			PT_MCI_PT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LBQ20CP102		OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL		N° SERIE	NO LEGIBLE						
MODELO	STD 924		RANGO	0 A 60 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO		ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCION PROCESO	HP SEAL STEAM TO HP6						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,02	0,02	0,12	4,00		-	-	
25	15	8,00	8,02	0,02	0,12	8,00		-	-	
50	30	12,00	12,02	0,02	0,12	12,00		-	-	
75	45	16,00	16,02	0,02	0,12	16,00		-	-	
100	60	20,00	20,02	0,02	0,12	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx										
Valores encontrados Aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez									
FECHA	13-11-2021									
FIRMA										


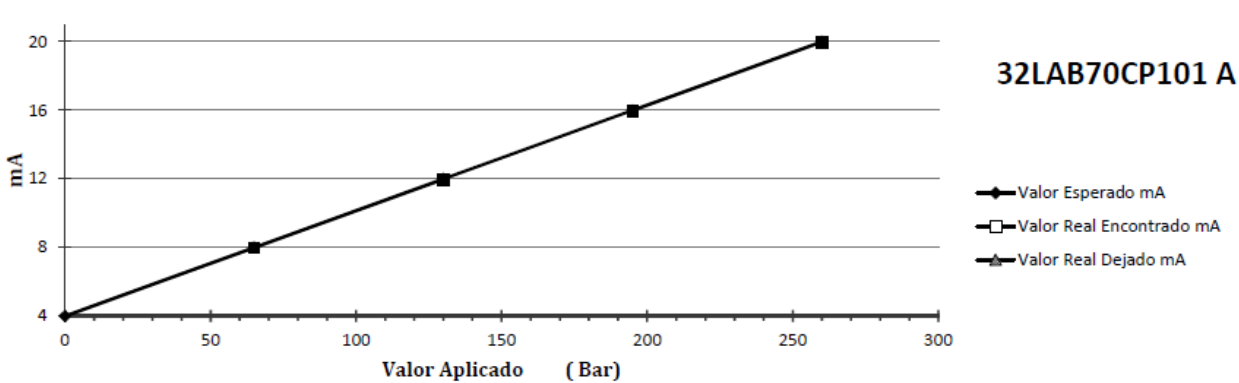
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LBQ20CT102	OM / OT	107708							
MARCA	SIEMENS	N° SERIE	1546767							
MODELO	SITRAN	RANGO	0 A 500 °C							
SENSOR TIPO	TC - K	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HP SEAL SEAM TO HP							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,01	0,01	0,06	4,00		-	-	
25	125	8,00	8,03	0,03	0,19	8,00		-	-	
50	250	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00		-	-	
75	375	16,00	16,03	0,03	0,19	16,00		-	-	
100	500	20,00	20,01	0,01	0,06	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	17-12-2021									
FIRMA										


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LCH30CT101	OM / OT	107708							
MARCA	SIEMENS	N° SERIE	1542831							
MODELO	SITRAN	RANGO	0 A 300 °C							
SENSOR TIPO	TC - K	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	FWH FROM HP6 TO HP5							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVOALSPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,99	0,01	0,06	4,00		-	-	
25	125	8,00	7,98	0,02	0,12	8,00		-	-	
50	250	12,00	11,99	0,01	0,06	12,00		-	-	
75	375	16,00	15,98	0,02	0,12	16,00		-	-	
100	500	20,00	19,99	0,01	0,06	20,00		-	-	
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	17-12-2021									
FIRMA										


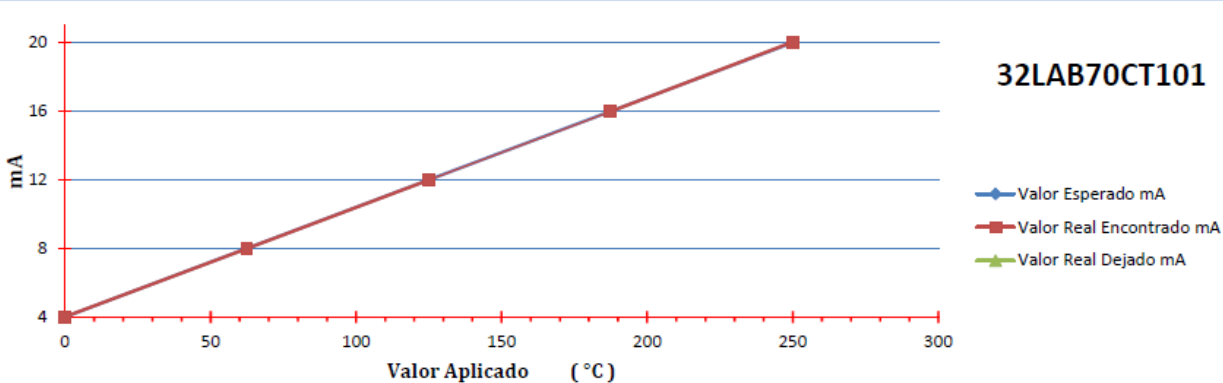
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN		PT_MCI_PT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31LAB50CP101	OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	NO LEGIBLE						
MODELO	3051	RANGO	0 A 300 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	HP FEEDWATER INLET ECO						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE					
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
VALOR ENCONTRADO			VALOR DEJADO						
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00		-	-
25	75	8,00	8,00	0,00	0,00	8,00		-	-
50	150	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00		-	-
75	225	16,00	16,00	0,00	0,00	16,00		-	-
100	300	20,00	20,00	0,00	0,00	20,00		-	-
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
Equipo se encuentra desconectado de proceso, se conecta y se normaliza									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA		SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez						
FECHA	15-11-2021								
FIRMA									

	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31LAB50CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	KOREA NAGANO	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 400																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	ECO INLET FW TEMP																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td style="text-align: center;">0</td> <td style="text-align: center;">200°C</td> <td style="text-align: center;">400°C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td style="text-align: center;">0</td> <td style="text-align: center;">201°C</td> <td style="text-align: center;">401,1°C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td style="text-align: center;">370 mm</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td style="text-align: center;">1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">1/2 AMERICANA</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	0	200°C	400°C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	0	201°C	401,1°C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	370 mm	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	1/2 AMERICANA
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	0	200°C	400°C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	0	201°C	401,1°C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	370 mm																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	1/2 AMERICANA																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	ALEX GACITUA	Cristian Perez Soto																									
FECHA	15-11-2021																										
FIRMA																											

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LAB60CT101	OM / OT	107708							
MARCA	SIEMENS	N° SERIE	1542872							
MODELO	SITRAN	RANGO	0 A 250 °C							
SENSOR TIPO	TC - K	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HP FEEDWATER TP HP6							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,01	0,01	0,06	4,00		-	-	
25	62,5	8,00	8,02	0,02	0,12	8,00		-	-	
50	125	12,00	12,03	0,03	0,19	12,00		-	-	
75	187,5	16,00	16,03	0,03	0,19	16,00		-	-	
100	250	20,00	20,03	0,03	0,19	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	15-12-2021									
FIRMA										

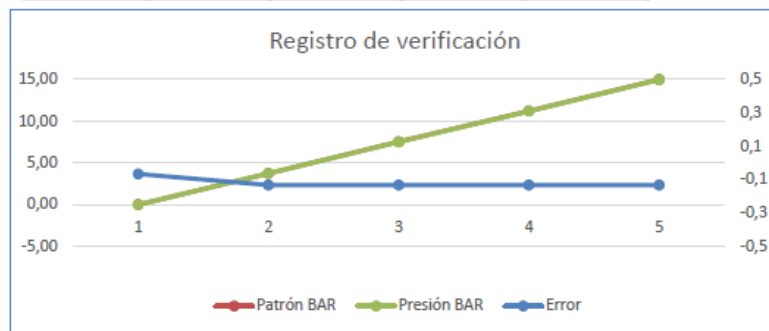
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	32LAB70CP101 A	OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL	N° SERIE	071580005500072						
MODELO	STD 924	RANGO	0 A 260 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	HP FWH II OUT PRESS A						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO		VALOR DEJADO					
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	3,99	0,01	0,06	4,00		-	-
25	65	8,00	7,98	0,02	0,12	8,00		-	-
50	130	12,00	11,97	0,03	0,19	12,00		-	-
75	195	16,00	15,98	0,02	0,12	16,00		-	-
100	260	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00		-	-
									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
Equipo Operativo y normalizado									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Andres Videla								
FECHA	11-11-2021								
FIRMA									

	REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN	PT_MCI_PT							
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	32LAB70CP101 B	OM / OT	107708						
MARCA	HONEYWELL	N° SERIE	071580005500073						
MODELO	STD 924	RANGO	0 A 260 BAR						
SENSOR TIPO	MANOMETRICO	ÁREA	TURBINA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	HP FWH II OUT PRESS B						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE					
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO			VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (Bar)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00		-	-
25	65	8,00	8,00	0,00	0,00	8,00		-	-
50	130	12,00	12,01	0,01	0,06	12,00		-	-
75	195	16,00	16,01	0,01	0,06	16,00		-	-
100	260	20,00	20,01	0,01	0,06	20,00		-	-
<div style="float: right; text-align: right;"> <p>32LAB70CP101 B</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Valor Esperado mA □ Valor Real Encontrado mA ▲ Valor Real Dejado mA </div>									
OBSERVACIONES									
Se realiza mantencion y verificaicon a Tx									
Valores encontrados Aceptables									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez								
FECHA	12-11-2021								
FIRMA									

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32LAB70CT101	OM / OT	107708							
MARCA	SIEMENS	N° SERIE	1542679							
MODELO	SITRAN	RANGO	0 A 250 °C							
SENSOR TIPO	TC - K	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	HP FEEDWATER TO BOILER_ECO							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVOALSPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,01	0,01	0,06	4,00		-	-	
25	62,5	8,00	7,99	0,01	0,06	8,00		-	-	
50	125	12,00	11,99	0,01	0,06	12,00		-	-	
75	187,5	16,00	15,99	0,01	0,06	16,00		-	-	
100	250	20,00	20,04	0,04	0,25	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	25-11-2021									
FIRMA										

INERCO		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TAG	32LBG52CP101A	OM / OT	2002530309		
MARCA		RANGO	DESDE (BAR)	0	HASTA (BAR) 15
MODELO		ÁREA	CALDERA		
SENSOR TIPO	Transmisor de presión	DESCRIPCIÓN PROCESO	Linea Vapor auxiliar		
DIMENSIONES DEL EQUIPO					
LARGO SENSOR		DIÁMETRO SENSOR		CONEXIÓN A PROCESO	
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON					
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE	
PATRÓN DE ENTRADA					
PATRÓN DE SALIDA					
CÁLCULO DE ERROR					
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$					
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN					

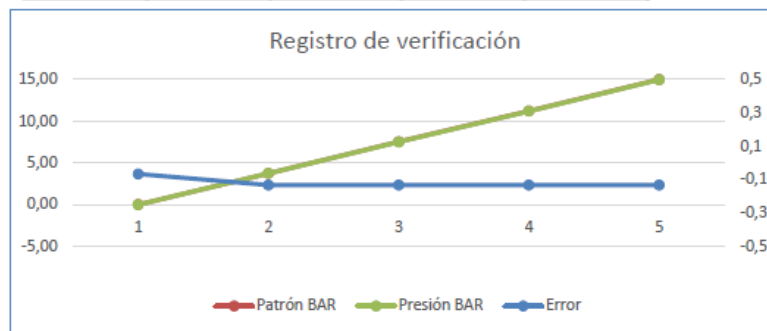
Lectura	Patrón	Lectura	Presión	Error
	BAR	mA	BAR	%
1	0,00	3,98	-0,01	-0,1
2	3,75	7,98	3,73	-0,1
3	7,53	11,99	7,51	-0,1
4	11,24	15,97	11,22	-0,1
5	15,00	19,98	14,98	-0,1



OBSERVACIONES			
Se realiza verificación a sensor			
APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE		Eric Ramos M.	
FECHA		08-09-2023	
FIRMA			

INERCO		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TAG	32LBG52CP101B	OM / OT	2002530309		
MARCA		RANGO	DESDE (BAR)	0	HASTA (BAR) 15
MODELO		ÁREA	CALDERA		
SENSOR TIPO	Transmisor de presión	DESCRIPCIÓN PROCESO	Linea Vapor auxiliar		
DIMENSIONES DEL EQUIPO					
LARGO SENSOR		DIÁMETRO SENSOR		CONEXIÓN A PROCESO	
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON					
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE	
PATRÓN DE ENTRADA					
PATRÓN DE SALIDA					
CÁLCULO DE ERROR					
$Error_{RELATIVOALSPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$					
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN					

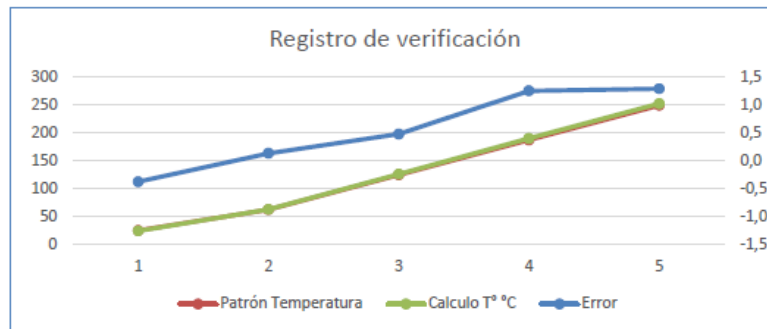
Lectura	Patrón	Lectura	Presión	Error
	BAR	mA	BAR	%
1	0,00	3,98	-0,01	-0,1
2	3,75	7,98	3,73	-0,1
3	7,53	11,99	7,51	-0,1
4	11,24	15,97	11,22	-0,1
5	15,00	19,98	14,98	-0,1



OBSERVACIONES			
Se realiza verificación a sensor			
APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE		Eric Ramos M.	
FECHA		08-09-2023	
FIRMA			

INERCO		REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TAG	32LBG52CT101A	OM / OT	2002530309		
MARCA	SIMENS	RANGO	DESDE (°C)	HASTA (°C)	250
MODELO	SITRANS TK-H	ÁREA	CALDERA		
SENSOR TIPO	TC	DESCRIPCIÓN PROCESO	Linea Vapor auxiliar		
DIMENSIONES DEL EQUIPO					
LARGO SENSOR	DIÁMETRO SENSOR	CONEXIÓN A PROCESO			
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON					
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE	
PATRÓN DE ENTRADA					
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725		
CÁLCULO DE ERROR					
$Error_{RELATIVOAL\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$					
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN					

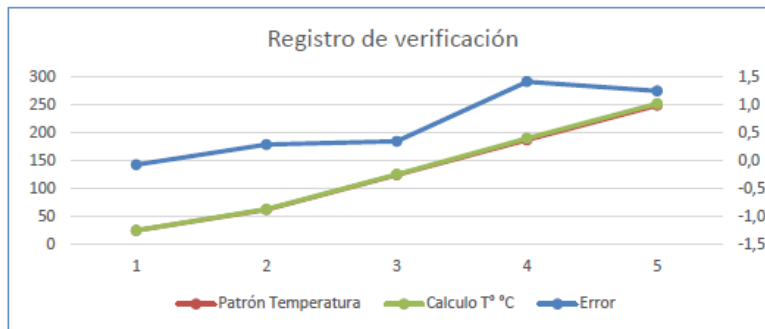
Lectura	Patrón		Lectura	Calculo T°	Error
	Temperatura	mA			
1	25	5,6	5,5	24,1	-0,4
2	62,5	8,0	8,0	62,8	0,1
3	125	12,0	12,1	126,2	0,5
4	187,5	16,0	16,2	190,7	1,3
5	250	20,0	20,2	253,3	1,3




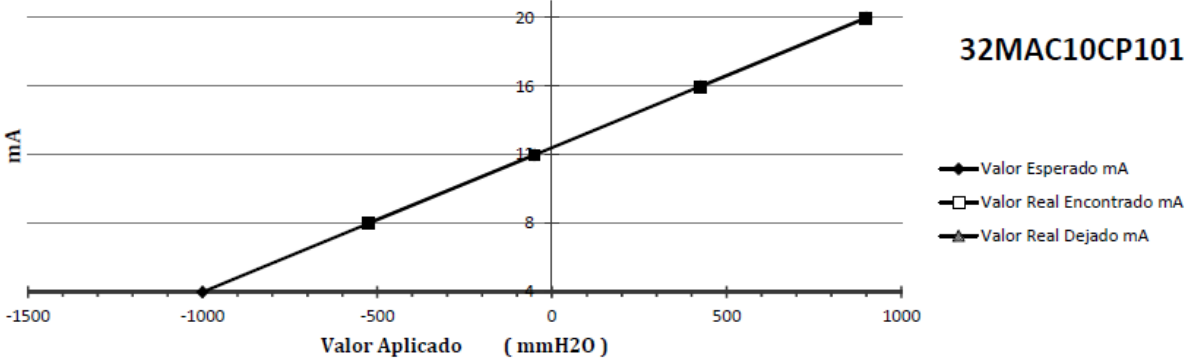
OBSERVACIONES			
Se realiza verificación a sensor			
APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE		Eric Ramos M.	
FECHA		08-09-2023	
FIRMA			


INERCO		REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA				
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO						
TAG	32LBG52CT101B	OM / OT	2002530309			
MARCA	SIMENS	RANGO	DESDE (°C)	0	HASTA (°C)	250
MODELO	SITRANS TK-H	ÁREA	CALDERA			
SENSOR TIPO	TC	DESCRIPCIÓN PROCESO	Linea Vapor auxiliar			
DIMENSIONES DEL EQUIPO						
LARGO SENSOR	DIÁMETRO SENSOR	CONEXIÓN A PROCESO				
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON						
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE		
PATRÓN DE ENTRADA						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725			
CÁLCULO DE ERROR						
$Error_{RELATIVOALSPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$						
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN						


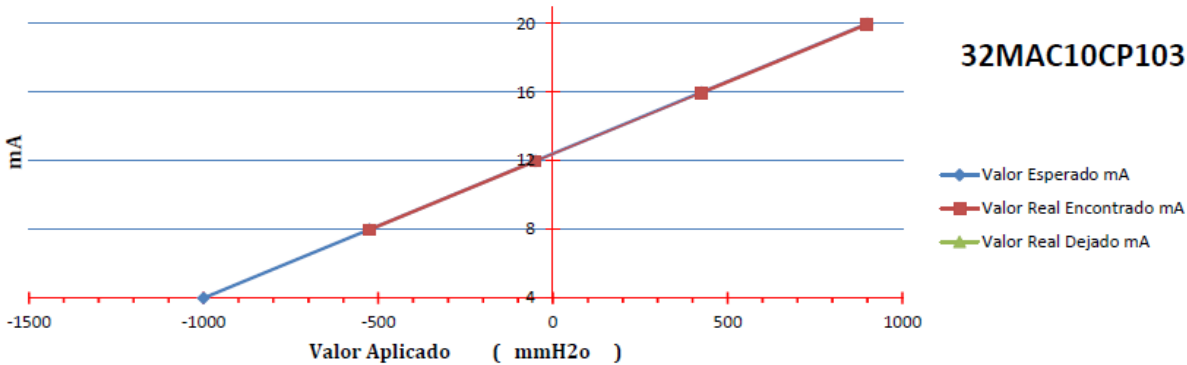
Lectura	Patrón Temperatura	mA	Lectura mA	Calculo T° °C	Error %
1	25	7,2	5,6	24,8	-0,1
2	62,5	8,0	8,0	63,2	0,3
3	125	12,0	12,1	125,9	0,4
4	187,5	16,0	16,2	191,1	1,4
5	250	20,0	20,2	253,1	1,3


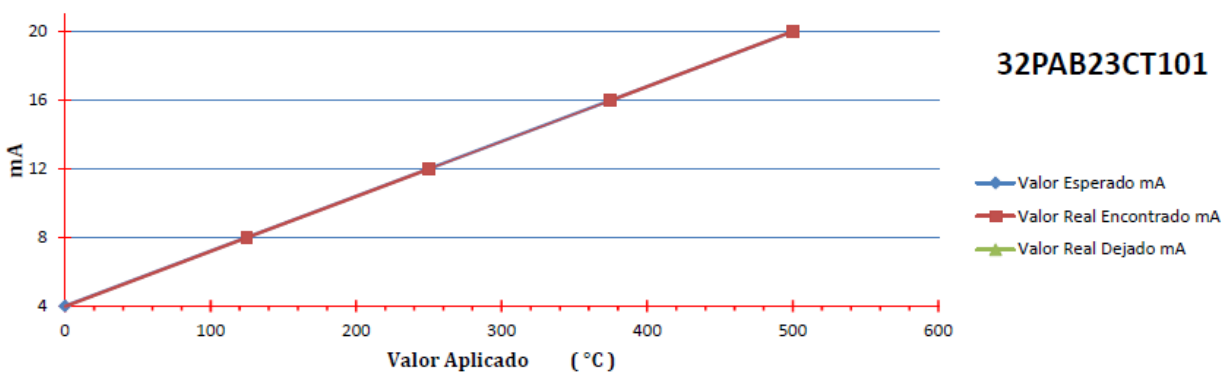



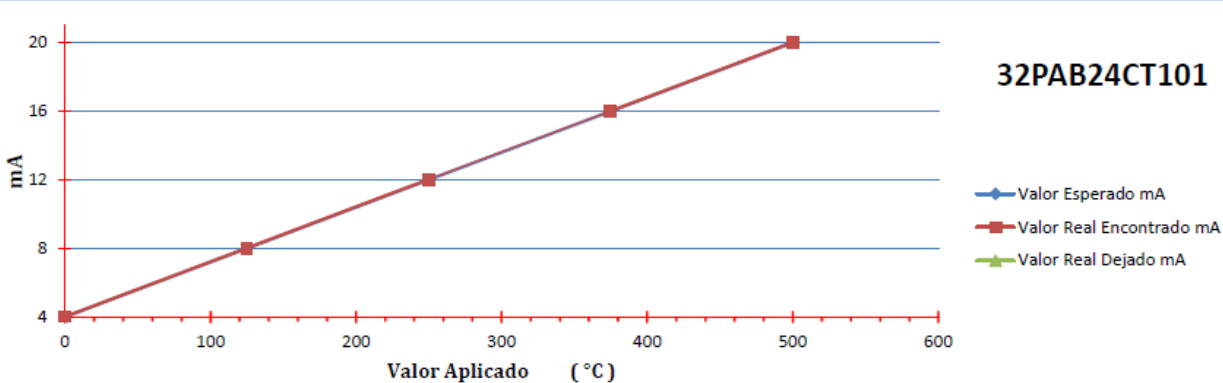
OBSERVACIONES			
Se realiza verificación a sensor			
APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE		Eric Ramos M.	
FECHA		08-09-2023	
FIRMA			


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESIÓN		PT_MCI_PT		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO						
TAG	32MAC10CP101	OM / OT	107708			
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	8448597			
MODELO	1151	RANGO	0 A 1900 mmH2O			
SENSOR TIPO	ABSOLUTO	ÁREA	TURBINA			
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCION PROCESO	COND WTR PRESS A			
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON						
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE		
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435		
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435		
CÁLCULO DE ERROR						
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$						
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN						
		VALOR ENCONTRADO			VALOR DEJADO	
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA
						Valor Real Dejado mA
						Diferencia Esperado / Real Dejado
						(%) error Span
0	-1000	4,00				4,00
25	-525	8,00	8,03	0,03	0,19	8,00
50	-50	12,00	11,99	0,01	0,06	12,00
75	425	16,00	15,98	0,02	0,12	16,00
100	900	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00
						
OBSERVACIONES						
Se realiza mantencion y verifcaicon a Tx Absoluto						
Max. Valor alcanzando para valor min -525 mmH2O						
Equipo responde correctamente						
APROBACIÓN						
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA		SUPERVISOR CLIENTE		
NOMBRE	Andres Videla					
FECHA	22-11-2021					
FIRMA						


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESION			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32MAC10CP102	OM / OT	PT-107708							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	8498598							
MODELO	1151	RANGO	0 A 1900 mmH2O							
SENSOR TIPO	ABSOLUTO	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	LP TURBINE DIS. STEAM PRESSURE CH-B							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC-6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC-6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2o)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	-1000	4,00		-	-	4,00		-	-	
25	-525	8,00	7,99	-0,01	-0,06	8,00		-	-	
50	-50	12,00	12,01	0,01	0,06	12,00		-	-	
75	425	16,00	16,02	0,02	0,12	16,00		-	-	
100	900	20,00	20,02	0,02	0,12	20,00		-	-	
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a transmisor absoluto, maximo valor alcanzado para valor minimo-525 mmH2O es igual a 7,99ma										
Equipo responde correctamente a valores esperados.										
Instrumento queda normalizado.										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA		SUPERVISOR CLIENTE					
NOMBRE	ANDRES VIDELA LOYOLA		CRISTIAN PEREZ SOTO							
FECHA	22-11-2021		22-11-2021							
FIRMA	AVL		CCPS							


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE PRESION			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32MAC10CP103	OM / OT	PT-107708							
MARCA	ROSEMOUNT	N° SERIE	8498599							
MODELO	1151	RANGO	0 A 1900 mmH2O							
SENSOR TIPO	ABSOLUTO	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	LP TURBINE DIS. STEAM PRESSURE CH-c							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC-6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC-6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
	VALOR ENCONTRADO					VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2o)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	-1000	4,00		-	-	4,00		-	-	
25	-525	8,00	7,99	-0,01	-0,06	8,00		-	-	
50	-50	12,00	11,98	-0,02	-0,12	12,00		-	-	
75	425	16,00	15,97	-0,03	-0,19	16,00		-	-	
100	900	20,00	19,97	-0,03	-0,19	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a transmisor absoluto, maximo valor alcanzado para valor minimo-525 mmH2O es igual a 7,99ma										
Equipo responde correctamente a valores esperados.										
Instrumento queda normalizado.										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	ANDRES VIDELA LOYOLA		CRISTIAN PEREZ SOTO							
FECHA	22-11-2021		22-11-2021							
FIRMA	AVL		CCPS							


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA			PT_MCI_TT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32PAB23CT101	OM / OT	107708							
MARCA	SIEMENS	N° SERIE	1542486							
MODELO	SITRAN	RANGO	0 A 30 °C							
SENSOR TIPO	TC - K	ÁREA	TURBINA							
SMART O CONVENCIONAL	SMART	DESCRIPCIÓN PROCESO	CW INLET							
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,97	0,03	0,19	4,00		-	-	
25	125	8,00	7,98	0,02	0,12	8,00		-	-	
50	250	12,00	11,98	0,02	0,12	12,00		-	-	
75	375	16,00	15,99	0,01	0,06	16,00		-	-	
100	500	20,00	20,01	0,01	0,06	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	13-12-2021									
FIRMA										


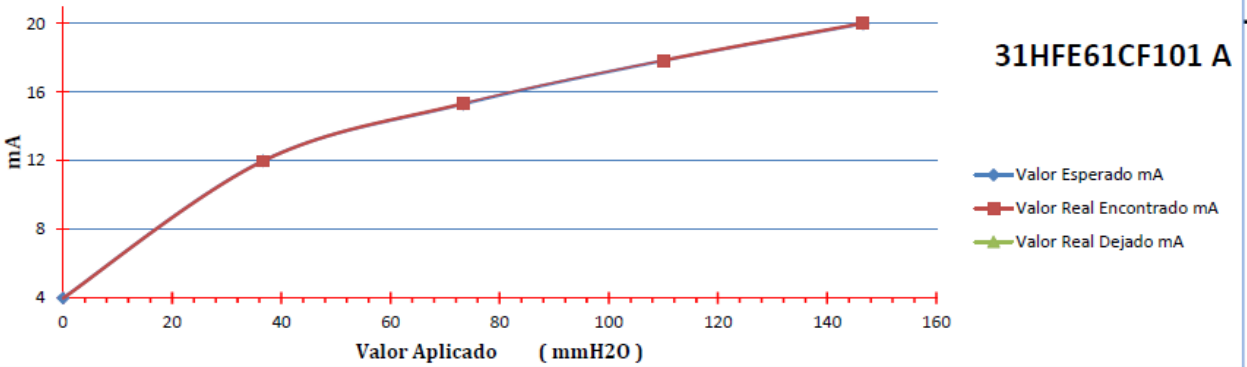
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE TEMPERATURA				PT_MCI_TT				
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	32PAB24CT101		OM / OT		107708					
MARCA	SIEMENS		N° SERIE		1542594					
MODELO	SITRAN		RANGO		0 A 30 °C					
SENSOR TIPO	TC - K		ÁREA		TURBINA					
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO		CW INLET					
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (°C)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,02	0,02	0,12	4,00		-	-	
25	125	8,00	8,02	0,02	0,12	8,00		-	-	
50	250	12,00	12,03	0,03	0,19	12,00		-	-	
75	375	16,00	16,02	0,02	0,12	16,00		-	-	
100	500	20,00	20,01	0,01	0,06	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores entregados, aceptables										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez Soto							
FECHA	13-12-2021									
FIRMA										


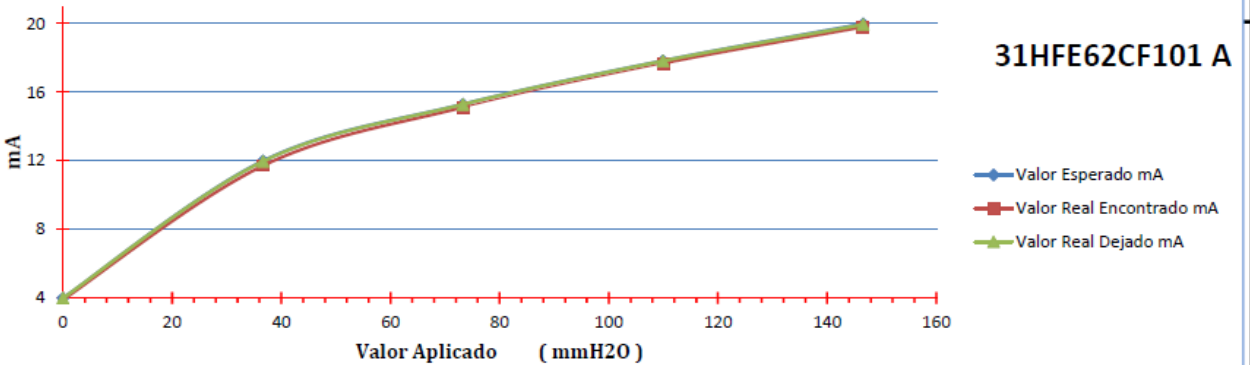
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HFE10CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD/ PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET PRIMARY AIR DUCT A																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>50 °C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20 , 4°C</td> <td>49,98 °C</td> <td>100,08 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>58 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>6 mm</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50 °C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20 , 4°C	49,98 °C	100,08 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	58 PULG	DIÁMETRO SENSOR	6 mm	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50 °C	100 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20 , 4°C	49,98 °C	100,08 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	58 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	6 mm																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	12-11-2021																										
FIRMA																											


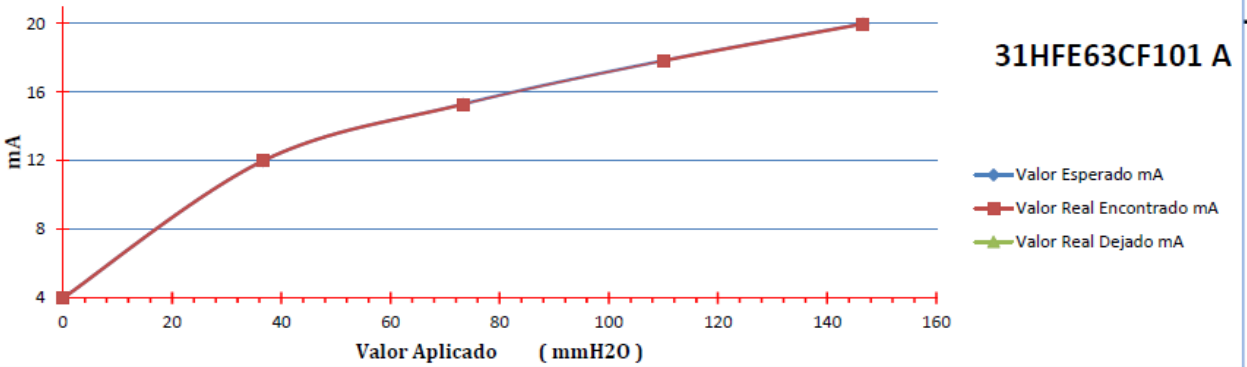
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HFE20CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD/ PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET PRIMARY AIR DUCT B																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>50°C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,3°C</td> <td>49,92 °C</td> <td>99,93 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>58 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	49,92 °C	99,93 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	58 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	49,92 °C	99,93 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	58 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO																											
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	FRANCO PEREZ	Cristian Perez Soto																									
FECHA	12-11-2021																										
FIRMA																											

	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HFE50CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 500																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	OUTLET PRIM AIR DUCT A																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO																								
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A																								
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725																								
			N° DE SERIE																								
			658662-00277																								
			13102401																								
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20 °C</td> <td>300</td> <td>500°C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>19,7 °C</td> <td>300,6°C</td> <td>500,6°C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>46 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	300	500°C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	19,7 °C	300,6°C	500,6°C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	46 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	300	500°C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	19,7 °C	300,6°C	500,6°C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	46 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	10-11-2021																										
FIRMA																											


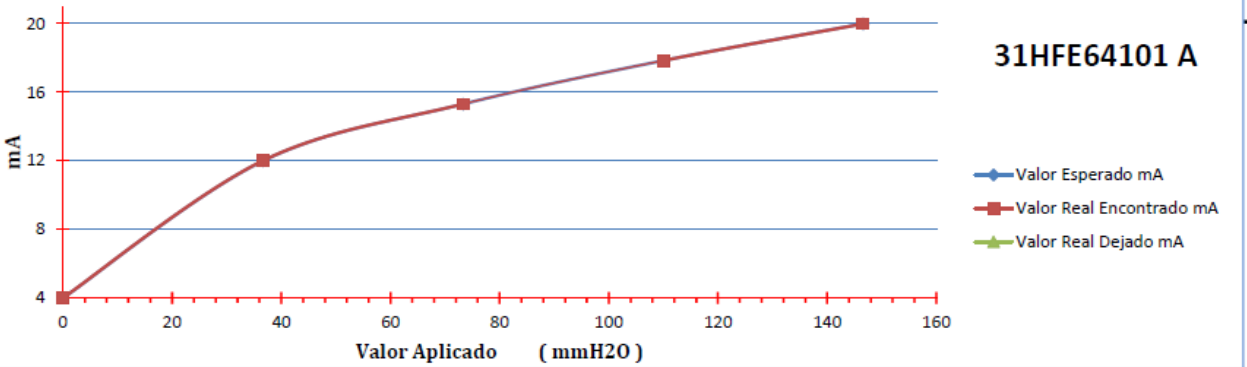
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HFE60CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 500																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	OUTLET PRIM AIR DUCT A																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #e1ecf4;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>18,6 °C</td> <td>300 °C</td> <td>500 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>18,8 °C</td> <td>300,4 °C</td> <td>500,7 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #e1ecf4;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>46 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	18,6 °C	300 °C	500 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	18,8 °C	300,4 °C	500,7 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	46 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	18,6 °C	300 °C	500 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	18,8 °C	300,4 °C	500,7 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	46 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO																											
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	ALEX GACITUA	Cristian Perez Soto																									
FECHA	12-11-2021																										
FIRMA																											

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31HFE61CF101 A		OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	01891715						
MODELO	3051		RANGO	0 A 146,6 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	PULV A HOT PRI AIR FLOW						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,99	0,01	0,06	4,00		-	-	
25	36,65	12,00	11,99	0,01	0,06	12,00		-	-	
50	73,3	15,31	15,35	0,04	0,25	15,31		-	-	
75	109,95	17,85	17,86	0,01	0,06	17,85		-	-	
100	146,6	20,00	20,03	0,03	0,19	20,00		-	-	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores encontrados son correctos, equipo en buenas condiciones, operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Andres Videla		Cristian Perez							
FECHA	09-11-2021									
FIRMA										

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31HFE62CF101 A		OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	01891717						
MODELO	3051		RANGO	0 A 146,6 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	PULV-B HOT PRI AIR FLOW						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	3,90	0,10	0,63	4,00	4,00	0,00	0,00	
25	36,65	12,00	11,72	0,28	1,75	12,00	11,97	0,03	0,18	
50	73,3	15,31	15,12	0,19	1,19	15,31	15,29	0,02	0,12	
75	109,95	17,85	17,68	0,17	1,06	17,85	17,83	0,02	0,12	
100	146,6	20,00	19,82	0,18	1,13	20,00	19,96	0,04	0,25	
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantenimiento y verificación a TX										
Valores encontrados, No se encuentran dentro de lo permitido										
Se realiza Ajuste, Valores Dejados, aceptables										
Operativo										
APROBACIÓN										
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE				
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez							
FECHA	09-11-2021									
FIRMA										

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31HFE63CF101 A		OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	NO LEGIBLE						
MODELO	3051		RANGO	0 A 146,6 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	PULV C HOT AIR PRI						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00				
25	36,65	12,00	12,00	0,00	0,00	12,00				
50	73,3	15,31	15,30	0,01	0,06	15,31				
75	109,95	17,85	17,83	0,02	0,13	17,85				
100	146,6	20,00	19,98	0,02	0,12	20,00				
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a TX										
Valores encontrados, Aceptables										
Operativo										


APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez	
FECHA	26-11-2021		
FIRMA			


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31HFE64101 A		OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	NO LEGIBLE						
MODELO	3051		RANGO	0 A 146,6 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	PULV-D HOT PRI AIR FLOW						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,01	0,01	0,06	4,00				
25	36,65	12,00	12,01	0,01	0,06	12,00				
50	73,3	15,31	15,31	0,00	0,00	15,31				
75	109,95	17,85	17,85	0,00	0,00	17,85				
100	146,6	20,00	19,99	0,01	0,06	20,00				
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores encontrados, Aceptables										
Operativo										


APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez	
FECHA	10-11-2021		
FIRMA			


		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31HFE65CF101 A		OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	NO LEGIBLE						
MODELO	3051		RANGO	0 A 146,6 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	PULV E HOT PRI AIR FLOW						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00				
25	36,65	12,00	11,98	0,02	0,12	12,00				
50	73,3	15,31	15,31	0,00	0,00	15,31				
75	109,95	17,85	17,82	0,03	0,19	17,85				
100	146,6	20,00	19,97	0,03	0,19	20,00				
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores encontrados , Aceptables										
operativo										


APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE	Andres Videla	Cristian Perez	
FECHA	10-11-2021		
FIRMA			


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA10CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD/ PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET SECONDARY AIR DUCT																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>50°C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,3°C</td> <td>49,90 °C</td> <td>99,50 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>58 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	49,90 °C	99,50 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	58 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	49,90 °C	99,50 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	58 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO																											
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	FRANCO PEREZ	Cristian Perez Soto																									
FECHA	11-11-2021																										
FIRMA																											


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA10CT102	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD / PT 100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET SECOND AIR DUCT A																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20 °C</td> <td>50°C</td> <td>100°C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,5 °C</td> <td>49,95°C</td> <td>100,4°C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td>0,5°C</td> <td>0,05 °C</td> <td>0,4°C</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>65 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	50°C	100°C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,5 °C	49,95°C	100,4°C	ERROR %	0,5°C	0,05 °C	0,4°C	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	65 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	50°C	100°C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,5 °C	49,95°C	100,4°C																								
ERROR %	0,5°C	0,05 °C	0,4°C																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	65 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor Valores encontrados aceptables Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	11-11-2021																										
FIRMA																											


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA10CT103	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD / PT 100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET SECOND AIR DUCT A																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #e1ecf4;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20 °C</td> <td>50°C</td> <td>100°C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,4 °C</td> <td>50,01°C</td> <td>99,9°C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #e1ecf4;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>65 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	50°C	100°C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,4 °C	50,01°C	99,9°C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	65 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	50°C	100°C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,4 °C	50,01°C	99,9°C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	65 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	10-11-2021																										
FIRMA																											


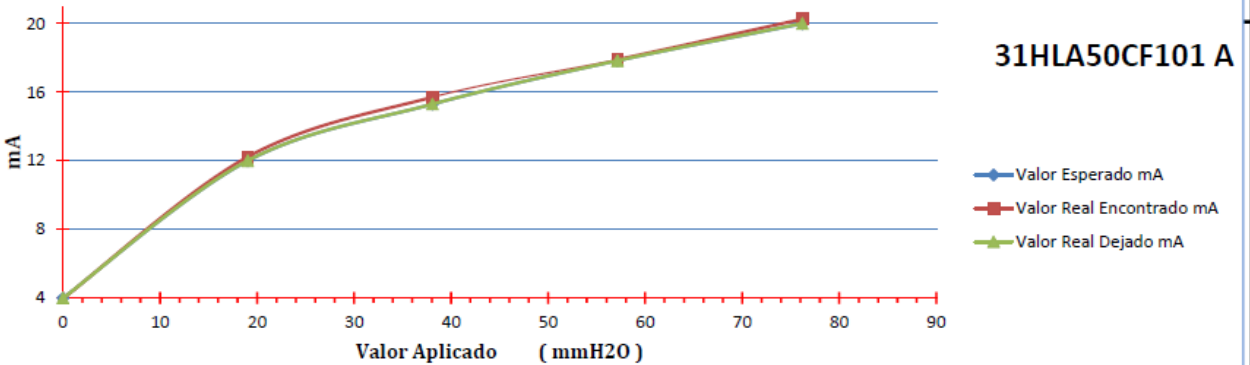
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																	
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																			
TAG	31HLA10CT104	OM / OT	109119																
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																
SENSOR TIPO	RTD /PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET SECOND AIR DUCT A																
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																			
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE															
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277															
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401															
CÁLCULO DE ERROR																			
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																			
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																			
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>50°C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20°C</td> <td>49,96 °C</td> <td>99,90 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20°C	49,96 °C	99,90 °C	ERROR %		-	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C																
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20°C	49,96 °C	99,90 °C																
ERROR %		-	-																
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>65 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	65 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO									
DIMENSIONES	MEDIDA																		
LARGO SENSOR	65 PULG																		
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																		
CONEXIÓN A PROCESO																			
OBSERVACIONES																			
Se realiza verificación a sensor																			
Valores encontrados aceptables																			
Sensor en buenas condiciones																			
APROBACIÓN																			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																
NOMBRE	FRANCO PEREZ	Cristian Perez Soto																	
FECHA	12-11-2021																		
FIRMA																			


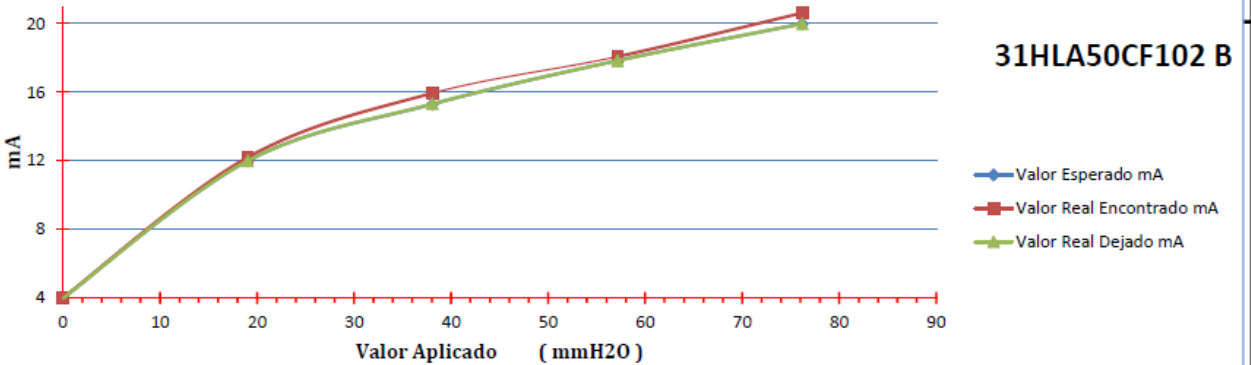
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA20CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD/ PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET SECOND AIR DUCT																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO N° DE SERIE																								
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A 658662-00277																								
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725 13102401																								
CÁLCULO DE ERROR																											
<i>Error</i> <small>RELATIVOM</small> <small>SPAN</small> (%) = $\frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 20px 0;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th style="width: 25%;">VERIFICACIÓN</th> <th style="width: 25%;">0%</th> <th style="width: 25%;">50%</th> <th style="width: 25%;">100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>T° Ambiente</td> <td>50 °C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>19,90°C</td> <td>49,96 °C</td> <td>99,95 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 20px 0;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th style="width: 40%;">DIMENSIONES</th> <th style="width: 60%;">MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>58 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	T° Ambiente	50 °C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	19,90°C	49,96 °C	99,95 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	58 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	T° Ambiente	50 °C	100 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	19,90°C	49,96 °C	99,95 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	58 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	11-11-2021																										
FIRMA																											


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA20CT102	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD/ PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET PRIMARY AIR DUCT B																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>50°C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,5°C</td> <td>49,9 °C</td> <td>100,3 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>64 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>6mm</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,5°C	49,9 °C	100,3 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	64 PULG	DIÁMETRO SENSOR	6mm	CONEXIÓN A PROCESO	
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	50°C	100 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,5°C	49,9 °C	100,3 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	64 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	6mm																										
CONEXIÓN A PROCESO																											
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	FRANCO PEREZ	Cristian Perez Soto																									
FECHA	12-11-2021																										
FIRMA																											


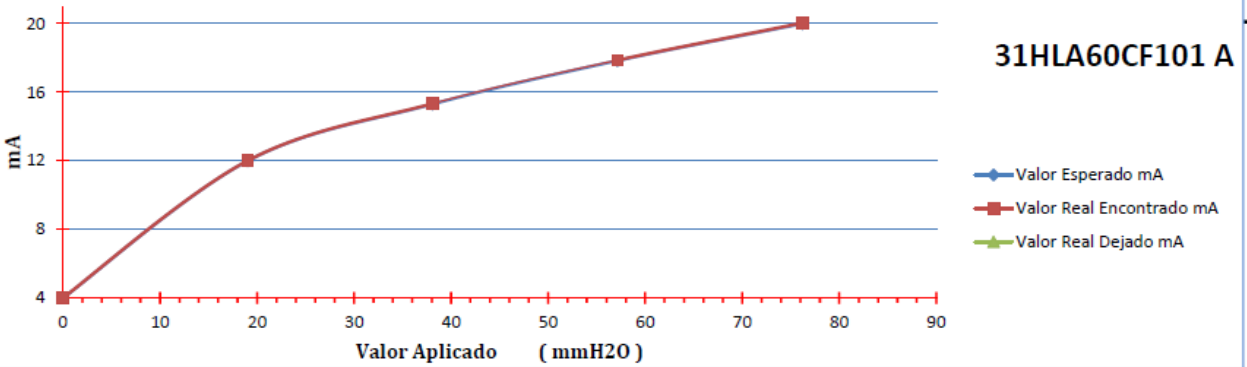
	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA20CT103	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD/ PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET SECOND AIR DUCTB																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>T° Ambiente</td> <td>50 °C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20 , 3°C</td> <td>50,3 °C</td> <td>100,3 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>64 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>6 mm</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	T° Ambiente	50 °C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20 , 3°C	50,3 °C	100,3 °C	ERROR %				DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	64 PULG	DIÁMETRO SENSOR	6 mm	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	T° Ambiente	50 °C	100 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20 , 3°C	50,3 °C	100,3 °C																								
ERROR %																											
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	64 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	6 mm																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	11-11-2021																										
FIRMA																											

	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA20CT104	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 100																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	RTD/ PT100 3H	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET SECOND AIR DUCTB																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>T° Ambiente</td> <td>50 °C</td> <td>100 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20 , 1°C</td> <td>50,3 °C</td> <td>100,4 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>64 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>6 mm</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	T° Ambiente	50 °C	100 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20 , 1°C	50,3 °C	100,4 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	64 PULG	DIÁMETRO SENSOR	6 mm	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	T° Ambiente	50 °C	100 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20 , 1°C	50,3 °C	100,4 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	64 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	6 mm																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	11-11-2021																										
FIRMA																											


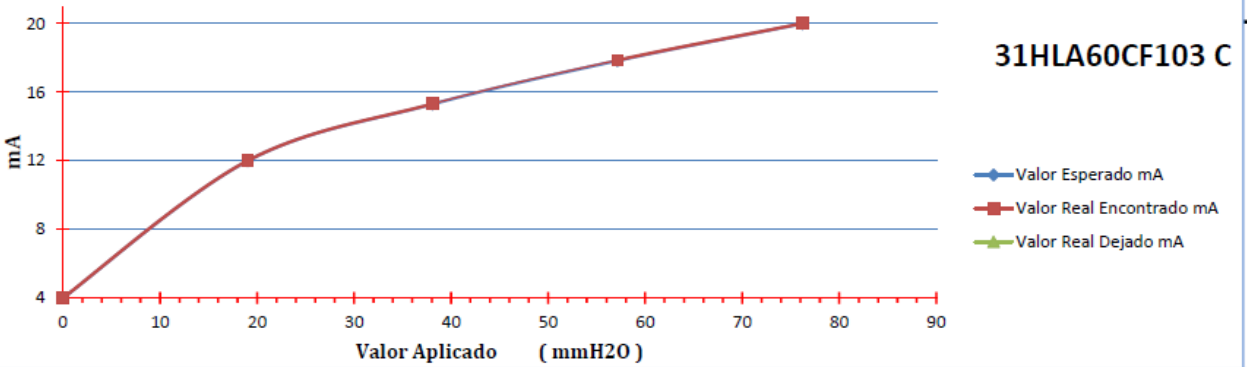
		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT				
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31HLA50CF101 A		OM / OT	109119					
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	NO LEGIBLE					
MODELO	3051		RANGO	0 A 76,2 mmH2O					
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA					
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	GAH-A OTLT HOT SEC AIR FLOW					
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE					
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO			
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	3,97	0,03	0,19	4,00	4,00	0,00	0,00
25	19,05	12,00	12,23	0,23	1,44	12,00	12,01	0,01	0,06
50	38,1	15,31	15,72	0,41	2,56	15,31	15,32	0,01	0,06
75	57,15	17,85	17,91	0,06	0,37	17,85	17,85	0,00	0,00
100	76,2	20,00	20,27	0,27	1,69	20,00	20,01	0,01	0,06
 <p>31HLA50CF101 A</p> <ul style="list-style-type: none"> Valor Esperado mA Valor Real Encontrado mA Valor Real Dejado mA 									
OBSERVACIONES									
TX Nuevo									
Valores encontrados, No se encuentran dentro de lo permitido									
Se realiza Ajuste, Valores dejados, Aceptables									
Operativo									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE			
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez						
FECHA	10-11-2021								
FIRMA									

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT				
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO									
TAG	31HLA50CF102 B		OM / OT	109119					
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	NO LEGIBLE					
MODELO	3051		RANGO	0 A 76,2 mmH2O					
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA					
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	GAH-A OTLT HOT SEC AIR FLOW					
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON									
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE					
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435					
CÁLCULO DE ERROR									
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$									
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN									
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO			
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span
0	0	4,00	4,01	0,01	0,06	4,00	3,99	0,01	0,06
25	19,05	12,00	12,21	0,21	1,31	12,00	12,00	0,00	0,00
50	38,1	15,31	15,95	0,64	4,00	15,31	15,33	0,02	0,12
75	57,15	17,85	18,08	0,23	1,44	17,85	17,84	0,01	0,06
100	76,2	20,00	20,63	0,63	3,94	20,00	20,00	0,00	0,00
									
OBSERVACIONES									
TX Nuevo									
Valores encontrados, No se encuentran dentro de lo permitido									
Se realiza Ajuste, Valores dejados, Aceptables									
Operativo									
APROBACIÓN									
	TEC. INSTRUMENTISTA		SUPERVISOR MCI SPA			SUPERVISOR CLIENTE			
NOMBRE	Franco Perez		Cristian Perez						
FECHA	11-11-2021								
FIRMA									


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA50CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 500																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	OULET SECOND AIR DUCT A																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>250°C</td> <td>500 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,3°C</td> <td>249,6 °C</td> <td>500,1 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin: 20px auto;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>63 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	250°C	500 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	249,6 °C	500,1 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	63 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	250°C	500 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	249,6 °C	500,1 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	63 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO																											
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	FRANCO PEREZ	Cristian Perez Soto																									
FECHA	15-11-2021																										
FIRMA																											

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31HLA60CF101 A		OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	01891711						
MODELO	3051		RANGO	0 A 76,2 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	GAH-B OTLT HOT SEC AIR FLOW						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,02	0,02	0,12	4,00				
25	19,05	12,00	12,02	0,02	0,12	12,00				
50	38,1	15,31	15,35	0,04	0,25	15,31				
75	57,15	17,85	17,87	0,02	0,12	17,85				
100	76,2	20,00	20,04	0,04	0,25	20,00				
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a TX										
Valores encontrados, Aceptables										
Operativo										

APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez	
FECHA	11-11-2021		
FIRMA			

		REGISTRO DE CALIBRACIÓN TRANSMISOR DE FLUJO			PT_MCI_FT					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO										
TAG	31HLA60CF103 C		OM / OT	109119						
MARCA	ROSEMOUNT		N° SERIE	01891713						
MODELO	3051		RANGO	0 A 76,2 mmH2O						
SENSOR TIPO	DIFERENCIAL		ÁREA	CALDERA						
SMART O CONVENCIONAL	SMART		DESCRIPCIÓN PROCESO	GAH B OUT						
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON										
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE						
PATRÓN DE ENTRADA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
PATRÓN DE SALIDA	BMC6-435	BEAMEX	MC6	606435						
CÁLCULO DE ERROR										
$Error_{RELATIVO\ SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$										
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN										
		VALOR ENCONTRADO				VALOR DEJADO				
% Rango	Valor Aplicado (mmH2O)	Valor Esperado mA	Valor Real Encontrado mA	Diferencia Esperado / Encontrado	(%) error Span	Valor Esperado mA	Valor Real Dejado mA	Diferencia Esperado / Real Dejado	(%) error Span	
0	0	4,00	4,01	0,01	0,06	4,00				
25	19,05	12,00	12,01	0,01	0,06	12,00				
50	38,1	15,31	15,33	0,02	0,12	15,31				
75	57,15	17,85	17,87	0,02	0,12	17,85				
100	76,2	20,00	20,02	0,02	0,12	20,00				
										
OBSERVACIONES										
Se realiza mantencion y verificacion a Tx										
Valores encontrados, Aceptables										
Operativo										

APROBACIÓN			
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez	
FECHA	11-11-2021		
FIRMA			

	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HLA60CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 500																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	OUTLET SECOND AIR B																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20 °C</td> <td>250°C</td> <td>500°C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>19,9 °C</td> <td>250°C</td> <td>501°C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>63 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	250°C	500°C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	19,9 °C	250°C	501°C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	63 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	-
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20 °C	250°C	500°C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	19,9 °C	250°C	501°C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	63 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO	-																										
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	Franco Perez	Cristian Perez Soto																									
FECHA	10-11-2021																										
FIRMA																											

REGISTRO DE AJUSTE DE ANALIZADORES DE PROCESOS										INERCO		Registro: PI4-150291-006	
DATOS GENERALES													
EMPRESA	INERCO			FECHA	09-09-2023								
UNIDAD	V3			EQUIPO (TAG)	O2.1A.V3 / 31HNA11-CA001								
Técnico Instrumentista:	SGV/FFU			Técnico Supervisor	MGH								
Hora INICIO Ajuste	10:05			Hora FIN Ajuste	10:14								
Valor antes de Ajuste	O2	18,9	%vol.	Valor después de Ajuste	O2	18,1	%vol.						
MATERIALES DE REFERENCIA DE GASES DE LA INSTALACIÓN													
Parámetro	Concentración	Unidades	Incertidumbre	Nº Botella	Certificado análisis	Caducidad	Cumplimiento	Presión Botella (BAR)	Cumplimiento presión de gas	Rango Sup. Parámetro			
Aire Cero	1,02	%vol	1	15729	2755-21	22-11-2024	CUMPLE	100	PRESIÓN VÁLIDA				
O2	20,9	%vol	1							20,9			
AJUSTE SISTEMA COMPLETO													
CERO													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado				
Verificación	O2	%vol	1,02	0,25	1,10	NO AJUSTAR	1,05	VÁLIDO	1,05	VERIFICACIÓN CORRECTA			
SPAN													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste						
Verificación	O2	%vol	20,90	0,25	23,00	AJUSTAR	22,10	NO VÁLIDO	RECOMPROBAR EL CERO				
AJUSTE SISTEMA COMPLETO													
CERO													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado				
Verificación	O2	%vol	1,02	0,25	1,00	NO AJUSTAR	1,00	VÁLIDO	1,00	VERIFICACIÓN CORRECTA			
SPAN													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste						
Verificación	O2	%vol	20,90	0,25	20,90	NO AJUSTAR	21,00	VÁLIDO	VERIFICACIÓN CORRECTA				
OBSERVACIONES:													

REGISTRO DE AJUSTE DE ANALIZADORES DE PROCESOS **INERCO** Registro: PI4-150291-006

DATOS GENERALES						
EMPRESA	INERCO		FECHA		08-09-2023	
UNIDAD	V3		EQUIPO (TAG)		O2.2.A.V3 / 31HNA11-CA002	
Técnico Instrumentista:	SGV/FFU		Técnico Supervisor		MGH	
Hora INICIO Ajuste	10:19		Hora FIN Ajuste		10:24	
Valor antes de Ajuste	O2	19,5	%vol.	Valor después de Ajuste	O2	19,7 %vol.

MATERIALES DE REFERENCIA DE GASES DE LA INSTALACIÓN										
Parámetro	Concentración	Unidades	Incertidumbre	Nº Botella	Certificado análisis	Caducidad	Cumplimiento	Presión Botella (BAR)	Cumplimiento presión de gas	Rango Sup. Parámetro
Aire Cero	1,01	%vol	1	15729	2755-21	22-11-2024	#REF!	100	PRESIÓN VÁLIDA	
O2	20,9	%vol	1							20,9


AJUSTE SISTEMA COMPLETO											
CERO											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado		
Verificación	O2	%vol	1,01	0,25	1,00	NO AJUSTAR	1,02	VÁLIDO	1,02	VERIFICACIÓN CORRECTA	
SPAN											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste				
Verificación	O2	%vol	20,90	0,25	21,00	NO AJUSTAR	20,90	VÁLIDO	VERIFICACIÓN CORRECTA		

AJUSTE SISTEMA COMPLETO											
CERO											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado		
Verificación	O2	%vol	1,01	0,25							
SPAN											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste				
Verificación	O2	%vol	20,90	0,25							


OBSERVACIONES:



REGISTRO DE AJUSTE DE ANALIZADORES DE PROCESOS										INERCO	Registro: PM-150091-006
DATOS GENERALES											
EMPRESA		AES GENER COSTA			FECHA			20-09-2023			
UNIDAD		V3 QUINTO PISO			EQUIPO (TAG)			31HNA11-CA003 / CO.1.A.V3			
Técnico Instrumentista:		SGV			Técnico Supervisor			MHG			
Hora INICIO Ajuste		10:00			Hora FIN Ajuste			10:25			
Valor antes de Ajuste		CO	0	ppm	Valor después de Ajuste			CO	0	ppm	
MATERIALES DE REFERENCIA DE GASES DE LA INSTALACIÓN											
Parámetro	Concentración	Unidades	Incertidumbre	N° Botella	Certificado análisis	Caducidad	Cumplimiento	Presión Botella (BAR)	Cumplimiento presión de gas	Rango Sup. Parámetro	
Alre Cero	0	ppm									
CO	900	ppm	14	CC470867		10-02-2024		40	PRESIÓN VÁLIDA	900	
AJUSTE SISTEMA COMPLETO											
CERO											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de cero						Verificación final de cero tras ajuste de span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado		
Verificación	CO	ppm	0	18,00	1,00	NO AJUSTAR	0,00	VÁLIDO	0,00	VERIFICACION CORRECTA	
SPAN											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Actuación tras verificación span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste				
Verificación	CO	ppm	900,00	18,00	910,00	NO AJUSTAR	900,00	VÁLIDO	VERIFICACION CORRECTA		
AJUSTE SISTEMA COMPLETO											
CERO											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de cero						Verificación final de cero tras ajuste de span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado		
Verificación	CO	ppm	0	0,25							
SPAN											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Actuación tras verificación span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste				
Verificación	CO	ppm	900,00	0,25							
OBSERVACIONES:											


	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HNA11CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 500																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET EXHAUT GAS DUCT A																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>250°C</td> <td>500 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,3°C</td> <td>249,7 °C</td> <td>500,1 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>82 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	250°C	500 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	249,7 °C	500,1 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	82 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	250°C	500 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,3°C	249,7 °C	500,1 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	82 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO																											
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	FRANCO PEREZ	Cristian Perez Soto																									
FECHA	12-11-2021																										
FIRMA																											

REGISTRO DE AJUSTE DE ANALIZADORES DE PROCESOS										INERCO		Registro: PI4-150291-006	
DATOS GENERALES													
EMPRESA	INERCO			FECHA			08-09-2023						
UNIDAD	V3			EQUIPO (TAG)			31HNA12-CAD01 / O2.3.B.V3						
Técnico Instrumentista:	SGV/FFU			Técnico Supervisor			MGH						
Hora INICIO Ajuste	10:26			Hora FIN Ajuste			10:32						
Valor antes de Ajuste	O2	20,2	%vol.	Valor después de Ajuste			O2	20,2	%vol.				
MATERIALES DE REFERENCIA DE GASES DE LA INSTALACIÓN													
Parámetro	Concentración	Unidades	Incertidumbre	Nº Botella	Certificado análisis	Caducidad	Cumplimiento	Presión Botella (BAR)	Cumplimiento presión de gas	Rango Sup. Parámetro			
Aire Cero	1,02	% vol	1	15729	2755-21	22-11-2024	CUMPLE	100	PRESIÓN VÁLIDA				
O2	20,9	% Vol										20,9	
AJUSTE SISTEMA COMPLETO													
CERO													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado				
Verificación	O2	% Vol	1,02	0,25	1,01	NO AJUSTAR	1,04	VÁLIDO	1,04	VERIFICACIÓN CORRECTA			
SPAN													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste						
Verificación	O2	% Vol	20,90	0,25	20,90	NO AJUSTAR	21,00	VÁLIDO	VERIFICACIÓN CORRECTA				
AJUSTE SISTEMA COMPLETO													
CERO													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado				
Verificación	O2	% Vol	1,02	0,25									
SPAN													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste						
Verificación	O2	% Vol	20,90	0,25									
OBSERVACIONES:													

REGISTRO DE AJUSTE DE ANALIZADORES DE PROCESOS										INERCO 		Registro: PIA-150291-006	
DATOS GENERALES													
EMPRESA	INERCO			FECHA			08-09-2023						
UNIDAD	V3			EQUIPO (TAG)			31HNA12-CAD02 / O2.4.B.V3						
Técnico Instrumentista:	SGV/FFU			Técnico Supervisor			MGH						
Hora INICIO Ajuste	10:32			Hora FIN Ajuste			10:37						
Valor antes de Ajuste	O2	20,1	%vol.	Valor después de Ajuste			O2	20	%vol.				
MATERIALES DE REFERENCIA DE GASES DE LA INSTALACIÓN													
Parámetro	Concentración	Unidades	Incertidumbre	Nº Botella	Certificado análisis	Caducidad	Cumplimiento	Presión Botella (BAR)	Cumplimiento presión de gas	Rango Sup. Parámetro			
Aire Cero	1,02	% vol	1	15729	2755-21	22-11-2024	CUMPLE	100	PRESIÓN VÁLIDA				
O2	20,9	% Vol								20,9			
AJUSTE SISTEMA COMPLETO													
CERO													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado				
Verificación	O2	% Vol	1,02	0,25	1,00	NO AJUSTAR	1,03	VÁLIDO	1,03	VERIFICACIÓN CORRECTA			
SPAN													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste						
Verificación	O2	% Vol	20,90	0,25	20,90	NO AJUSTAR	21,10	VÁLIDO	VERIFICACIÓN CORRECTA				
AJUSTE SISTEMA COMPLETO													
CERO													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de oero						Verificación final de oero tras ajuste de span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado				
Verificación	O2	% Vol	1,02	0,25									
SPAN													
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Ajustación tras verificación span					
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste						
Verificación	O2	% Vol	20,90	0,25									
OBSERVACIONES:													



REGISTRO DE AJUSTE DE ANALIZADORES DE PROCESOS										INERCO	Registro: PM-150091-006
DATOS GENERALES											
EMPRESA		AES GENER COSTA			FECHA			12-09-2023			
UNIDAD		V3 QUINTO PISO			EQUIPO (TAG)			31HNA12-CA003 / CO.1.B.V3			
Técnico Instrumentista:		SGV			Técnico Supervisor			MHG			
Hora INICIO Ajuste		9:30			Hora FIN Ajuste			9:50			
Valor antes de Ajuste		CO	0	ppm	Valor después de Ajuste			CO	0	ppm	
MATERIALES DE REFERENCIA DE GASES DE LA INSTALACIÓN											
Parámetro	Concentración	Unidades	Incertidumbre	N° Botella	Certificado análisis	Caducidad	Cumplimiento	Presión Botella (BAR)	Cumplimiento presión de gas	Rango Sup. Parámetro	
Alre Cero	0	%vol									
CO	900	%vol	14	CC470867		22-11-2024		40	PRESIÓN VÁLIDA	900	
AJUSTE SISTEMA COMPLETO											
CERO											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de cero						Verificación final de cero tras ajuste de span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado		
Verificación	CO	ppm	0	18,00	15,00	NO AJUSTAR	10,00	VÁLIDO	10,00	VERIFICACIÓN CORRECTA	
SPAN											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Actuación tras verificación span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste				
Verificación	CO	ppm	900,00	18,00	890,00	NO AJUSTAR	900,00	VÁLIDO	VERIFICACIÓN CORRECTA		
AJUSTE SISTEMA COMPLETO											
CERO											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de cero						Verificación final de cero tras ajuste de span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste	Valor obtenido	Resultado		
Verificación	CO	ppm	0	0,25							
SPAN											
Operaciones	Unidades	Verificación Inicial de span						Actuación tras verificación span			
		Valor esperado	Criterio	Valor Previo	Resultado	Valor Tras Ajuste	Resultado tras ajuste				
Verificación	CO	ppm	900,00	0,25							
OBSERVACIONES:											

	REGISTRO DE CALIBRACIÓN SENSOR DE TEMPERATURA	PT_MCI_ST																									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO																											
TAG	31HNA12CT101	OM / OT	109119																								
MARCA	NKS	RANGO	DESDE (°C) 0 HASTA (°C) 500																								
MODELO	NO LEGIBLE	ÁREA	CALDERA																								
SENSOR TIPO	TC E	DESCRIPCIÓN PROCESO	INLET PRIMARY AIR DUCT B																								
CARACTERÍSTICAS DEL PATRON																											
	TAG	MARCA	MODELO	N° DE SERIE																							
PATRÓN DE ENTRADA	HA-CTC660-277	AMETEK	CTC660A	658662-00277																							
PATRÓN DE SALIDA	F725-401	FLUKE	725	13102401																							
CÁLCULO DE ERROR																											
$Error_{RELATIVOM,SPAN} (\%) = \frac{SALIDA_{REAL} - SALIDA_{REFERENCIA}}{SPAN} * 100$																											
VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 20px;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>VERIFICACIÓN</th> <th>0%</th> <th>50%</th> <th>100%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LECTURA ENTRADA PATRÓN</td> <td>20°C</td> <td>250°C</td> <td>500 °C</td> </tr> <tr> <td>LECTURA TEMPERATURA SALIDA</td> <td>20,2°C</td> <td>250,2 °C</td> <td>500,3 °C</td> </tr> <tr> <td>ERROR %</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #ADD8E6;"> <th>DIMENSIONES</th> <th>MEDIDA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LARGO SENSOR</td> <td>82 PULG</td> </tr> <tr> <td>DIÁMETRO SENSOR</td> <td>1/4 PULG</td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN A PROCESO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				VERIFICACIÓN	0%	50%	100%	LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	250°C	500 °C	LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,2°C	250,2 °C	500,3 °C	ERROR %		-	-	DIMENSIONES	MEDIDA	LARGO SENSOR	82 PULG	DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG	CONEXIÓN A PROCESO	
VERIFICACIÓN	0%	50%	100%																								
LECTURA ENTRADA PATRÓN	20°C	250°C	500 °C																								
LECTURA TEMPERATURA SALIDA	20,2°C	250,2 °C	500,3 °C																								
ERROR %		-	-																								
DIMENSIONES	MEDIDA																										
LARGO SENSOR	82 PULG																										
DIÁMETRO SENSOR	1/4 PULG																										
CONEXIÓN A PROCESO																											
OBSERVACIONES																											
Se realiza verificación a sensor																											
Valores encontrados aceptables																											
Sensor en buenas condiciones																											
APROBACIÓN																											
	TEC. INSTRUMENTISTA	SUPERVISOR MCI SPA	SUPERVISOR CLIENTE																								
NOMBRE	FRANCO PEREZ	Cristian Perez Soto																									
FECHA	12-11-2021																										
FIRMA																											

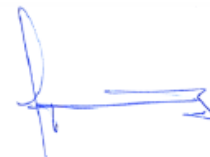
FT-LAB-7.8c



CERTIFICADO DE EXACTITUD
LABORATORIO DE TECNORED S.A.
MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

FOLIO: 70766

ANTECEDENTES DEL CLIENTE				RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA																																																																																															
N° / Fecha de Solicitud : 0486_10.11.2021 Fecha Calibración : 10.11.2021 Medidor : ION 7400 Cliente : AES Andes S.A. Instalación : Subestación :				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">N</th> <th rowspan="2">Fase</th> <th rowspan="2">Cte. %</th> <th rowspan="2">Factor</th> <th colspan="2">Componente Activa Directa</th> <th colspan="2">Componente Activa Reversa</th> </tr> <tr> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>123</td><td>100</td><td>1</td><td>0.056</td><td>± 0.2</td><td>0.069</td><td>± 0.2</td></tr> <tr><td>2</td><td>123</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.063</td><td>± 0.3</td><td>0.059</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>3</td><td>123</td><td>10</td><td>1</td><td>0.056</td><td>± 0.2</td><td>0.059</td><td>± 0.2</td></tr> <tr><td>4</td><td>123</td><td>10</td><td>0.5</td><td>0.111</td><td>± 0.3</td><td>0.113</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>5</td><td>1</td><td>100</td><td>1</td><td>0.049</td><td>± 0.3</td><td>0.067</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>6</td><td>2</td><td>100</td><td>1</td><td>0.065</td><td>± 0.3</td><td>0.069</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>7</td><td>3</td><td>100</td><td>1</td><td>0.062</td><td>± 0.3</td><td>0.068</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>8</td><td>1</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.021</td><td>± 0.4</td><td>0.041</td><td>± 0.4</td></tr> <tr><td>9</td><td>2</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.074</td><td>± 0.4</td><td>0.078</td><td>± 0.4</td></tr> <tr><td>10</td><td>3</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.121</td><td>± 0.4</td><td>0.090</td><td>± 0.4</td></tr> </tbody> </table>				N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Activa Directa		Componente Activa Reversa		Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)	1	123	100	1	0.056	± 0.2	0.069	± 0.2	2	123	100	0.5	0.063	± 0.3	0.059	± 0.3	3	123	10	1	0.056	± 0.2	0.059	± 0.2	4	123	10	0.5	0.111	± 0.3	0.113	± 0.3	5	1	100	1	0.049	± 0.3	0.067	± 0.3	6	2	100	1	0.065	± 0.3	0.069	± 0.3	7	3	100	1	0.062	± 0.3	0.068	± 0.3	8	1	100	0.5	0.021	± 0.4	0.041	± 0.4	9	2	100	0.5	0.074	± 0.4	0.078	± 0.4	10	3	100	0.5	0.121	± 0.4	0.090	± 0.4
N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Activa Directa		Componente Activa Reversa																																																																																													
				Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)																																																																																												
1	123	100	1	0.056	± 0.2	0.069	± 0.2																																																																																												
2	123	100	0.5	0.063	± 0.3	0.059	± 0.3																																																																																												
3	123	10	1	0.056	± 0.2	0.059	± 0.2																																																																																												
4	123	10	0.5	0.111	± 0.3	0.113	± 0.3																																																																																												
5	1	100	1	0.049	± 0.3	0.067	± 0.3																																																																																												
6	2	100	1	0.065	± 0.3	0.069	± 0.3																																																																																												
7	3	100	1	0.062	± 0.3	0.068	± 0.3																																																																																												
8	1	100	0.5	0.021	± 0.4	0.041	± 0.4																																																																																												
9	2	100	0.5	0.074	± 0.4	0.078	± 0.4																																																																																												
10	3	100	0.5	0.121	± 0.4	0.090	± 0.4																																																																																												
ANTECEDENTES DEL MEDIDOR				RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA																																																																																															
Marca : Schneider Electric Modelo : METSEION7400 N° de Serie : MR-1705B145-02 Estado : En Servicio Año Fabricación : 2017 Clase Exactitud (%) : 0.2 Constante Med. : 1				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">N</th> <th rowspan="2">Fase</th> <th rowspan="2">Cte. %</th> <th rowspan="2">Factor</th> <th colspan="2">Componente Reactiva Directa</th> <th colspan="2">Componente Reactiva Reversa</th> </tr> <tr> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>123</td><td>100</td><td>1</td><td>0.064</td><td>± 2.0</td><td>0.070</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>2</td><td>123</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.061</td><td>± 2.0</td><td>0.077</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>3</td><td>123</td><td>10</td><td>1</td><td>0.073</td><td>± 2.0</td><td>0.076</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>4</td><td>123</td><td>10</td><td>0.5</td><td>0.042</td><td>± 2.0</td><td>-0.082</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>5</td><td>1</td><td>100</td><td>1</td><td>2.105</td><td>± 3.0</td><td>0.075</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>6</td><td>2</td><td>100</td><td>1</td><td>0.069</td><td>± 3.0</td><td>2.027</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>7</td><td>3</td><td>100</td><td>1</td><td>1.888</td><td>± 3.0</td><td>0.072</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>8</td><td>1</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.096</td><td>± 3.0</td><td>0.117</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>9</td><td>2</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.050</td><td>± 3.0</td><td>0.073</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>10</td><td>3</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.030</td><td>± 3.0</td><td>0.042</td><td>± 3.0</td></tr> </tbody> </table>				N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Reactiva Directa		Componente Reactiva Reversa		Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)	1	123	100	1	0.064	± 2.0	0.070	± 2.0	2	123	100	0.5	0.061	± 2.0	0.077	± 2.0	3	123	10	1	0.073	± 2.0	0.076	± 2.0	4	123	10	0.5	0.042	± 2.0	-0.082	± 2.0	5	1	100	1	2.105	± 3.0	0.075	± 3.0	6	2	100	1	0.069	± 3.0	2.027	± 3.0	7	3	100	1	1.888	± 3.0	0.072	± 3.0	8	1	100	0.5	0.096	± 3.0	0.117	± 3.0	9	2	100	0.5	0.050	± 3.0	0.073	± 3.0	10	3	100	0.5	0.030	± 3.0	0.042	± 3.0
N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Reactiva Directa		Componente Reactiva Reversa																																																																																													
				Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)																																																																																												
1	123	100	1	0.064	± 2.0	0.070	± 2.0																																																																																												
2	123	100	0.5	0.061	± 2.0	0.077	± 2.0																																																																																												
3	123	10	1	0.073	± 2.0	0.076	± 2.0																																																																																												
4	123	10	0.5	0.042	± 2.0	-0.082	± 2.0																																																																																												
5	1	100	1	2.105	± 3.0	0.075	± 3.0																																																																																												
6	2	100	1	0.069	± 3.0	2.027	± 3.0																																																																																												
7	3	100	1	1.888	± 3.0	0.072	± 3.0																																																																																												
8	1	100	0.5	0.096	± 3.0	0.117	± 3.0																																																																																												
9	2	100	0.5	0.050	± 3.0	0.073	± 3.0																																																																																												
10	3	100	0.5	0.030	± 3.0	0.042	± 3.0																																																																																												
PATRON DE CALIBRACION				OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES																																																																																															
Marca : Clou Modelo : C13115 N° Serie : 20151286 Clase de Exactitud : 0,05 Trazabilidad : Laboratorio Tecnoled																																																																																																			
CONDICIONES DE MEDIDA				Los errores encontrados cumplen con la Normativa Vigente IEC 62053-22 (ITEM 8.1). Tecnoled S.A., declina toda responsabilidad por el uso indebido que se hicieran de este certificado. Este documento no puede ser reproducido en forma parcial.																																																																																															
Lugar de Calibración : Laboratorio Tecnoled Tipo de Medida : W,ESTRELLA/ACTIVO Tensión Aplicada : 63,5 (V) Corriente Nominal : 5 (A) N° de Elementos : 3 Método Calibración : Comparación Directa Frecuencia (Hz) : 50 (HZ) Temperatura (C°) : 22.1 Humedad (%) : 43.1 Calibrador : E.López																																																																																																			
CONCLUSIONES																																																																																																			
Se declara que el medidor cumple con la Normativa Vigente IEC 62053-22 (ITEM 8.1).																																																																																																			
FECHA DE CALIBRACION																																																																																																			
10.11.2021																																																																																																			
LABORATORIO TECNORED S.A.																																																																																																			
Cerro El Plomo 3819 Barrio Industrial Curauma, Valparaíso Fono: 56-32-2452580 fax: 56-32-2452571 www.tecnored.cl ventas@tecnored.cl																																																																																																			
FECHA DE EMISION																																																																																																			
10.11.2021																																																																																																			



Jaime Eduardo Garcia Collao
Jefe Área Certificación y Medidas

FT-LAB-7.8c



CERTIFICADO DE EXACTITUD
LABORATORIO DE TECNORED S.A.
MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

FOLIO: 70764

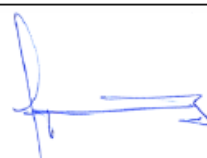
ANTECEDENTES DEL CLIENTE				RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA							
N° / Fecha de Solicitud	: 0486_10.11.2021			N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Activa		Componente Activa	
Fecha Calibración	: 10.11.2021							Directa		Reversa	
Medidor	: ION 7400			Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)				
Cliente	: AES Andes S.A.			1	123	100	1	0.058	± 0.2	0.075	± 0.2
Instalación	:			2	123	100	0.5	0.065	± 0.3	0.065	± 0.3
Subestación	:			3	123	10	1	0.058	± 0.2	0.056	± 0.2
				4	123	10	0.5	0.104	± 0.3	0.105	± 0.3
				5	1	100	1	0.059	± 0.3	0.091	± 0.3
				6	2	100	1	0.052	± 0.3	0.061	± 0.3
				7	3	100	1	0.077	± 0.3	0.078	± 0.3
				8	1	100	0.5	0.086	± 0.4	0.135	± 0.4
				9	2	100	0.5	0.075	± 0.4	0.079	± 0.4
				10	3	100	0.5	0.063	± 0.4	0.049	± 0.4

ANTECEDENTES DEL MEDIDOR				RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA							
Marca	: Schneider Electric			N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Reactiva		Componente Reactiva	
Modelo	: METSEION7400							Directa		Reversa	
N° de Serie	: MR-1705B156-02			Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)				
Estado	: En Servicio			1	123	100	1	0.069	± 2.0	0.076	± 2.0
Año Fabricación	: 2017			2	123	100	0.5	0.062	± 2.0	0.067	± 2.0
Clase Exactitud (%)	: 0.2			3	123	10	1	0.078	± 2.0	0.068	± 2.0
Constante Med.	: 1			4	123	10	0.5	0.073	± 2.0	-0.276	± 2.0
				5	1	100	1	2.130	± 3.0	0.081	± 3.0
				6	2	100	1	0.056	± 3.0	1.812	± 3.0
				7	3	100	1	1.899	± 3.0	1.812	± 3.0
				8	1	100	0.5	0.035	± 3.0	0.102	± 3.0
				9	2	100	0.5	0.043	± 3.0	0.056	± 3.0
				10	3	100	0.5	0.082	± 3.0	0.093	± 3.0

PATRON DE CALIBRACION				CONDICIONES DE MEDIDA			
Marca	: Clou			Lugar de Calibración	: Laboratorio TecnoRed		
Modelo	: C13115			Tipo de Medida	: W,ESTRELLA/ACTIVO		
N° Serie	: 20151286			Tensión Aplicada	: 63,5 (V)		
Clase de Exactitud	: 0,05			Corriente Nominal	: 5 (A)		
Trazabilidad	: Laboratorio TecnoRed			N° de Elementos	: 3		
				Método Calibración	: Comparación Directa		
				Frecuencia (Hz)	: 50 (HZ)		
				Temperatura (C°)	: 22.1		
				Humedad (%)	: 43.1		
				Calibrador	: E.López		

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

Los errores encontrados cumplen con la Normativa Vigente IEC 62053-22 (ITEM 8.1). TecnoRed S.A., declina toda responsabilidad por el uso indebido que se hicieran de este certificado. Este documento no puede ser reproducido en forma parcial.



Jaime Eduardo García Collao
Jefe Área Certificación y Medidas

TECNORED S.A.
 Cerro El Plomo 3819 Barrio Industrial Curauma, Valparaíso
 Fono: 56-32-2452580 fax: 56-32-2452571
 www.tecnored.cl ventas@tecnored.cl

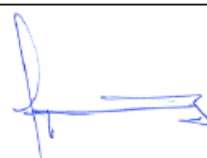
FT-LAB-7.8c



CERTIFICADO DE EXACTITUD
LABORATORIO DE TECNORED S.A.
MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

FOLIO: 70765

ANTECEDENTES DEL CLIENTE				RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA																																																																																															
N° / Fecha de Solicitud : 0486_10.11.2021 Fecha Calibración : 10.11.2021 Medidor : ION 7400 Cliente : AES Andes S.A. Instalación : Subestación :				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">N</th> <th rowspan="2">Fase</th> <th rowspan="2">Cte. %</th> <th rowspan="2">Factor</th> <th colspan="2">Componente Activa Directa</th> <th colspan="2">Componente Activa Reversa</th> </tr> <tr> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>123</td><td>100</td><td>1</td><td>-0.001</td><td>± 0.2</td><td>0.012</td><td>± 0.2</td></tr> <tr><td>2</td><td>123</td><td>100</td><td>0.5</td><td>-0.016</td><td>± 0.3</td><td>-0.015</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>3</td><td>123</td><td>10</td><td>1</td><td>0.012</td><td>± 0.2</td><td>0.019</td><td>± 0.2</td></tr> <tr><td>4</td><td>123</td><td>10</td><td>0.5</td><td>0.124</td><td>± 0.3</td><td>0.002</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>5</td><td>1</td><td>100</td><td>1</td><td>0.004</td><td>± 0.3</td><td>0.008</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>6</td><td>2</td><td>100</td><td>1</td><td>0.015</td><td>± 0.3</td><td>0.024</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>7</td><td>3</td><td>100</td><td>1</td><td>0.022</td><td>± 0.3</td><td>0.023</td><td>± 0.3</td></tr> <tr><td>8</td><td>1</td><td>100</td><td>0.5</td><td>-0.058</td><td>± 0.4</td><td>-0.081</td><td>± 0.4</td></tr> <tr><td>9</td><td>2</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.011</td><td>± 0.4</td><td>0.010</td><td>± 0.4</td></tr> <tr><td>10</td><td>3</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.011</td><td>± 0.4</td><td>0.001</td><td>± 0.4</td></tr> </tbody> </table>				N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Activa Directa		Componente Activa Reversa		Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)	1	123	100	1	-0.001	± 0.2	0.012	± 0.2	2	123	100	0.5	-0.016	± 0.3	-0.015	± 0.3	3	123	10	1	0.012	± 0.2	0.019	± 0.2	4	123	10	0.5	0.124	± 0.3	0.002	± 0.3	5	1	100	1	0.004	± 0.3	0.008	± 0.3	6	2	100	1	0.015	± 0.3	0.024	± 0.3	7	3	100	1	0.022	± 0.3	0.023	± 0.3	8	1	100	0.5	-0.058	± 0.4	-0.081	± 0.4	9	2	100	0.5	0.011	± 0.4	0.010	± 0.4	10	3	100	0.5	0.011	± 0.4	0.001	± 0.4
N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Activa Directa		Componente Activa Reversa																																																																																													
				Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)																																																																																												
1	123	100	1	-0.001	± 0.2	0.012	± 0.2																																																																																												
2	123	100	0.5	-0.016	± 0.3	-0.015	± 0.3																																																																																												
3	123	10	1	0.012	± 0.2	0.019	± 0.2																																																																																												
4	123	10	0.5	0.124	± 0.3	0.002	± 0.3																																																																																												
5	1	100	1	0.004	± 0.3	0.008	± 0.3																																																																																												
6	2	100	1	0.015	± 0.3	0.024	± 0.3																																																																																												
7	3	100	1	0.022	± 0.3	0.023	± 0.3																																																																																												
8	1	100	0.5	-0.058	± 0.4	-0.081	± 0.4																																																																																												
9	2	100	0.5	0.011	± 0.4	0.010	± 0.4																																																																																												
10	3	100	0.5	0.011	± 0.4	0.001	± 0.4																																																																																												
ANTECEDENTES DEL MEDIDOR				RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA																																																																																															
Marca : Schneider Electric Modelo : METSEION7400 N° de Serie : MR-1904B865-02 Estado : En Servicio Año Fabricación : 2019 Clase Exactitud (%) : 0.2 Constante Med. : 1				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">N</th> <th rowspan="2">Fase</th> <th rowspan="2">Cte. %</th> <th rowspan="2">Factor</th> <th colspan="2">Componente Reactiva Directa</th> <th colspan="2">Componente Reactiva Reversa</th> </tr> <tr> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> <th>Error (%)</th> <th>Límite Norma (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>123</td><td>100</td><td>1</td><td>0.020</td><td>± 2.0</td><td>0.031</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>2</td><td>123</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.052</td><td>± 2.0</td><td>0.083</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>3</td><td>123</td><td>10</td><td>1</td><td>0.037</td><td>± 2.0</td><td>0.049</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>4</td><td>123</td><td>10</td><td>0.5</td><td>-0.164</td><td>± 2.0</td><td>0.473</td><td>± 2.0</td></tr> <tr><td>5</td><td>1</td><td>100</td><td>1</td><td>1.976</td><td>± 3.0</td><td>0.030</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>6</td><td>2</td><td>100</td><td>1</td><td>0.033</td><td>± 3.0</td><td>1.672</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>7</td><td>3</td><td>100</td><td>1</td><td>1.706</td><td>± 3.0</td><td>0.027</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>8</td><td>1</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.109</td><td>± 3.0</td><td>0.101</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>9</td><td>2</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.034</td><td>± 3.0</td><td>0.053</td><td>± 3.0</td></tr> <tr><td>10</td><td>3</td><td>100</td><td>0.5</td><td>0.035</td><td>± 3.0</td><td>0.050</td><td>± 3.0</td></tr> </tbody> </table>				N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Reactiva Directa		Componente Reactiva Reversa		Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)	1	123	100	1	0.020	± 2.0	0.031	± 2.0	2	123	100	0.5	0.052	± 2.0	0.083	± 2.0	3	123	10	1	0.037	± 2.0	0.049	± 2.0	4	123	10	0.5	-0.164	± 2.0	0.473	± 2.0	5	1	100	1	1.976	± 3.0	0.030	± 3.0	6	2	100	1	0.033	± 3.0	1.672	± 3.0	7	3	100	1	1.706	± 3.0	0.027	± 3.0	8	1	100	0.5	0.109	± 3.0	0.101	± 3.0	9	2	100	0.5	0.034	± 3.0	0.053	± 3.0	10	3	100	0.5	0.035	± 3.0	0.050	± 3.0
N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Reactiva Directa		Componente Reactiva Reversa																																																																																													
				Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)																																																																																												
1	123	100	1	0.020	± 2.0	0.031	± 2.0																																																																																												
2	123	100	0.5	0.052	± 2.0	0.083	± 2.0																																																																																												
3	123	10	1	0.037	± 2.0	0.049	± 2.0																																																																																												
4	123	10	0.5	-0.164	± 2.0	0.473	± 2.0																																																																																												
5	1	100	1	1.976	± 3.0	0.030	± 3.0																																																																																												
6	2	100	1	0.033	± 3.0	1.672	± 3.0																																																																																												
7	3	100	1	1.706	± 3.0	0.027	± 3.0																																																																																												
8	1	100	0.5	0.109	± 3.0	0.101	± 3.0																																																																																												
9	2	100	0.5	0.034	± 3.0	0.053	± 3.0																																																																																												
10	3	100	0.5	0.035	± 3.0	0.050	± 3.0																																																																																												
PATRON DE CALIBRACION				OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES																																																																																															
Marca : Clou Modelo : C13115 N° Serie : 20151286 Clase de Exactitud : 0,05 Trazabilidad : Laboratorio TecnoRed																																																																																																			
CONDICIONES DE MEDIDA				Los errores encontrados cumplen con la Normativa Vigente IEC 62053-22 (ITEM 8.1). TecnoRed S.A., declina toda responsabilidad por el uso indebido que se hicieran de este certificado. Este documento no puede ser reproducido en forma parcial.																																																																																															
Lugar de Calibración : Laboratorio TecnoRed Tipo de Medida : W,ESTRELLA/ACTIVO Tensión Aplicada : 63,5 (V) Corriente Nominal : 5 (A) N° de Elementos : 3 Método Calibración : Comparación Directa Frecuencia (Hz) : 50 (HZ) Temperatura (C°) : 22.1 Humedad (%) : 43.1 Calibrador : E.López																																																																																																			
CONCLUSIONES																																																																																																			
Se declara que el medidor cumple con los requisitos de exactitud establecidos en la Normativa Vigente IEC 62053-22 (ITEM 8.1).																																																																																																			
FECHA DE CALIBRACION																																																																																																			
10/11/2021																																																																																																			
FECHA DE VIGENCIA																																																																																																			
10/11/2022																																																																																																			
FECHA DE EXPIRACION																																																																																																			
10/11/2023																																																																																																			



Jaime Eduardo Garcia Collao
Jefe Área Certificación y Medidas

TECNORED S.A.
 Cerro El Plomo 3819 Barrio Industrial Curauma, Valparaíso
 Fono: 56-32-2452580 fax: 56-32-2452571
 www.tecnored.cl ventas@tecnored.cl

FT-LAB-7.8c



CERTIFICADO DE EXACTITUD
LABORATORIO DE TECNORED S.A.
MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Fecha de Emisión de Certificado: 21.12.2021

FOLIO: 507064

ANTECEDENTES DEL CLIENTE				RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA							
N° / Fecha de Solicitud	: 0510_21.12.2021			N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Activa			
Fecha Calibración	: 21-12-2021							Directa	Reversa		
Medidor	: ION 8600			Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)				
Cliente	: AES Gener.			1	123	100	1	-0.170	± 0.2	-0.166	± 0.2
Instalación	:			2	123	100	0.5	-0.156	± 0.3	-0.180	± 0.3
Subestación	:			3	123	10	1	-0.180	± 0.2	-0.151	± 0.2
ANTECEDENTES DEL MEDIDOR				4	123	10	0.5	-0.197	± 0.3	-0.191	± 0.3
Marca	: Schneider Electric			5	1	100	1	-0.164	± 0.3	-0.157	± 0.3
Modelo	: P8600A4C0H5E0B0B			6	2	100	1	-0.156	± 0.3	-0.165	± 0.3
N° de Serie	: PT-1002A461-01			7	3	100	1	-0.149	± 0.3	-0.137	± 0.3
Estado	: Usado			8	1	100	0.5	-0.156	± 0.4	-0.185	± 0.4
Año Fabricación	: 2010			9	2	100	0.5	-0.145	± 0.4	-0.163	± 0.4
Clase Exactitud (%)	: 0.2			10	3	100	0.5	-0.197	± 0.4	-0.185	± 0.4
Constante Med.	: 1			RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA							
PATRON DE CALIBRACION				N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Reactiva			
Marca	: Clou							Directa	Reversa		
Modelo	: C13115			Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)				
N° Serie	: 20171801			1	123	100	1	-0.158	± 2.0	-0.151	± 2.0
Clase de Exactitud	: 0,05			2	123	100	0.5	-0.170	± 2.0	-0.128	± 2.0
Trazabilidad	: Laboratorio Tecnoled			3	123	10	1	-0.173	± 2.0	-0.144	± 2.0
CONDICIONES DE MEDIDA				4	123	10	0.5	-0.164	± 2.0	-0.098	± 2.0
Lugar de Calibración	: Laboratorio Tecnoled			5	1	100	1	-0.173	± 3.0	-0.153	± 3.0
Tipo de Medida	: WESTRELLA/ACTIVO			6	2	100	1	-0.160	± 3.0	-0.155	± 3.0
Tensión Aplicada	: 63,5 (V)			7	3	100	1	-0.158	± 3.0	-0.134	± 3.0
Corriente Nominal	: 5 (A)			8	1	100	0.5	-0.170	± 3.0	-0.145	± 3.0
N° de Elementos	: 3			9	2	100	0.5	-0.175	± 3.0	-0.164	± 3.0
Método Calibración	: Comparación Directa			10	3	100	0.5	-0.148	± 3.0	-0.118	± 3.0
Frecuencia (Hz)	: 50 (HZ)			OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES							
Temperatura (C°)	: 22.3			Los resultados obtenidos están relacionados únicamente al ítem calibrado y descrito en "Antecedentes del Medidor". Los resultados cumplen con la norma IEC 62053-22 (ITEM 8.1 y 8.3). Tecnoled S.A., declina toda responsabilidad por el uso indebido que se hicieran de este certificado. Este documento no puede ser reproducido en forma parcial.							
Humedad (%)	: 48.7										
Calibrador	: B. Santibañez										

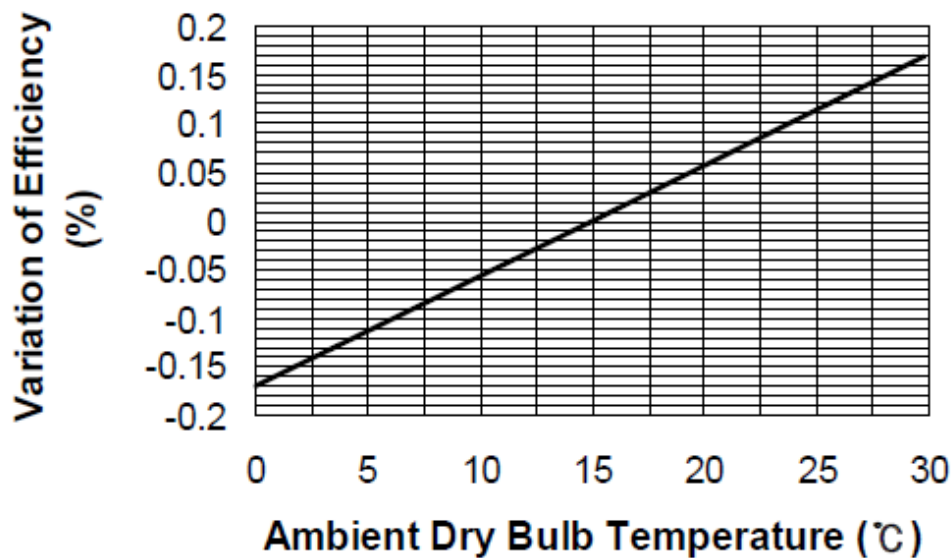
Jaime Eduardo Garcia Collao
Jefe Área Certificación y Medidas

TECNORED S.A.
 Cerro El Plomo 3819 Barrio Industrial Curauma, Valparaíso
 Fono: 56-32-2452580 fax: 56-32-2452571
 www.tecnored.cl ventas@tecnored.cl

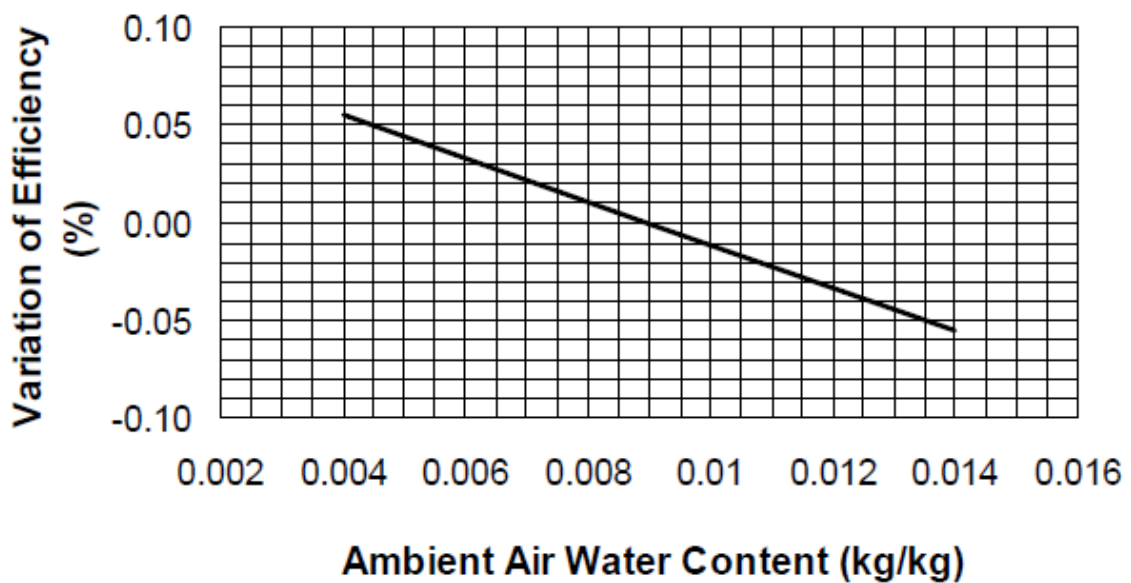


APÉNDICE B CORRECTION CURVES / CURVAS DE CORRECCIÓN

Variation of Efficiency vs. Ambient Dry Bulb Temperature

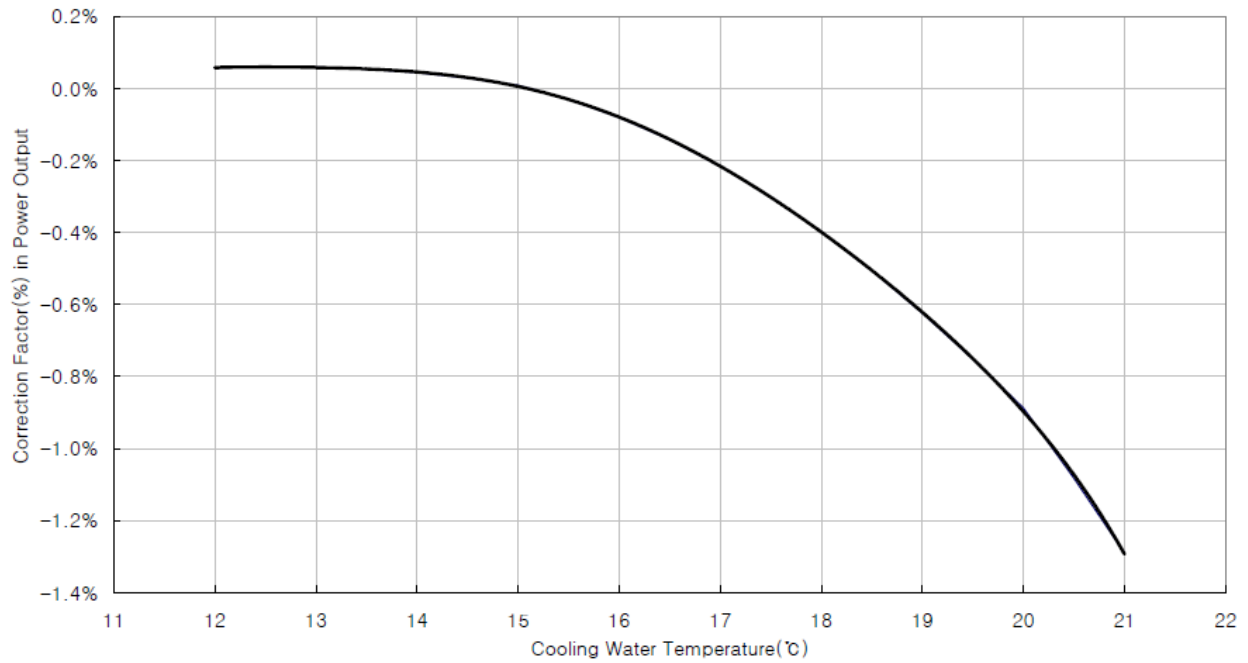


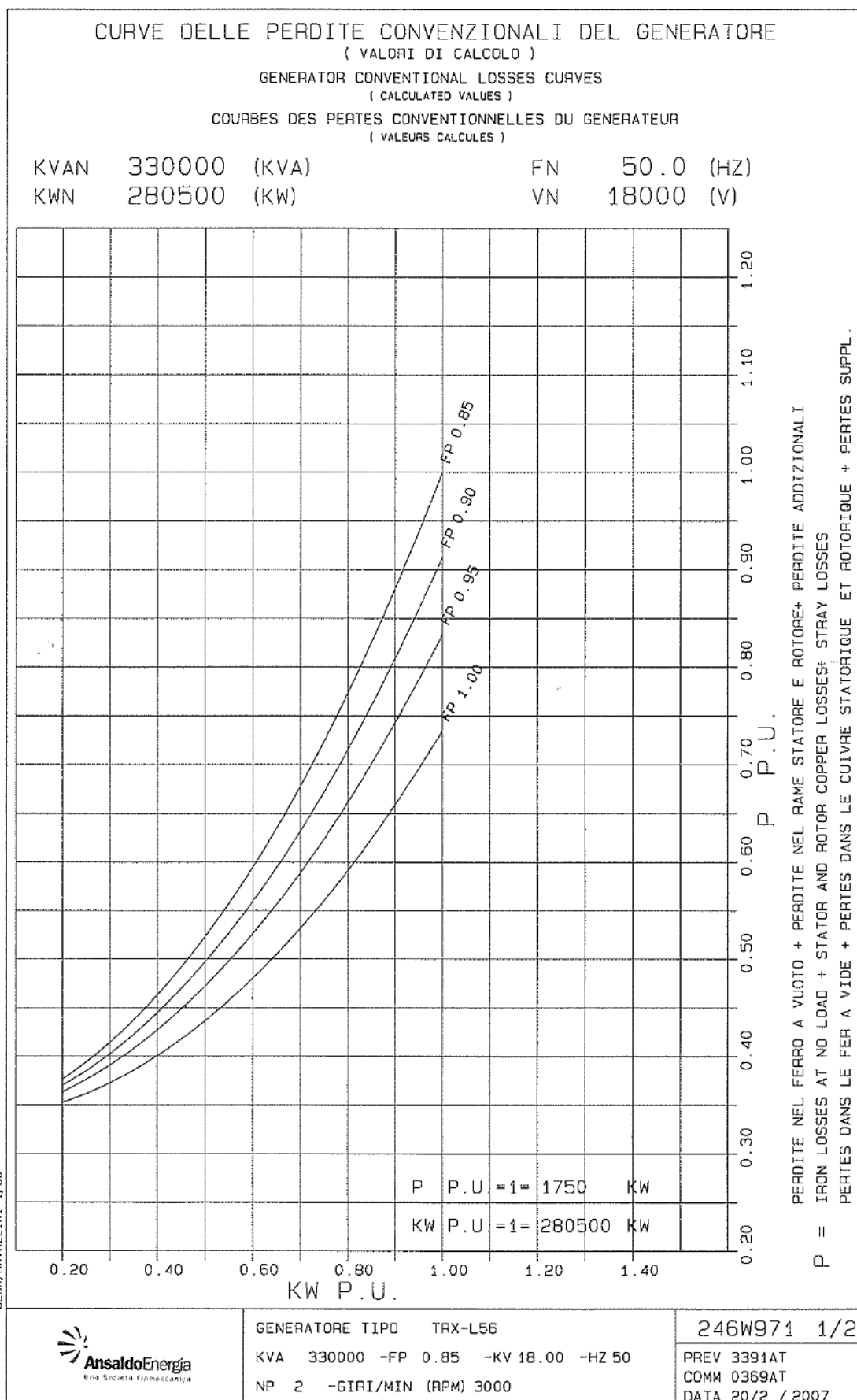
Variation of Efficiency vs. Ambient Air Water Content / Humidity





Correction Factor for Cooling Water Temperature



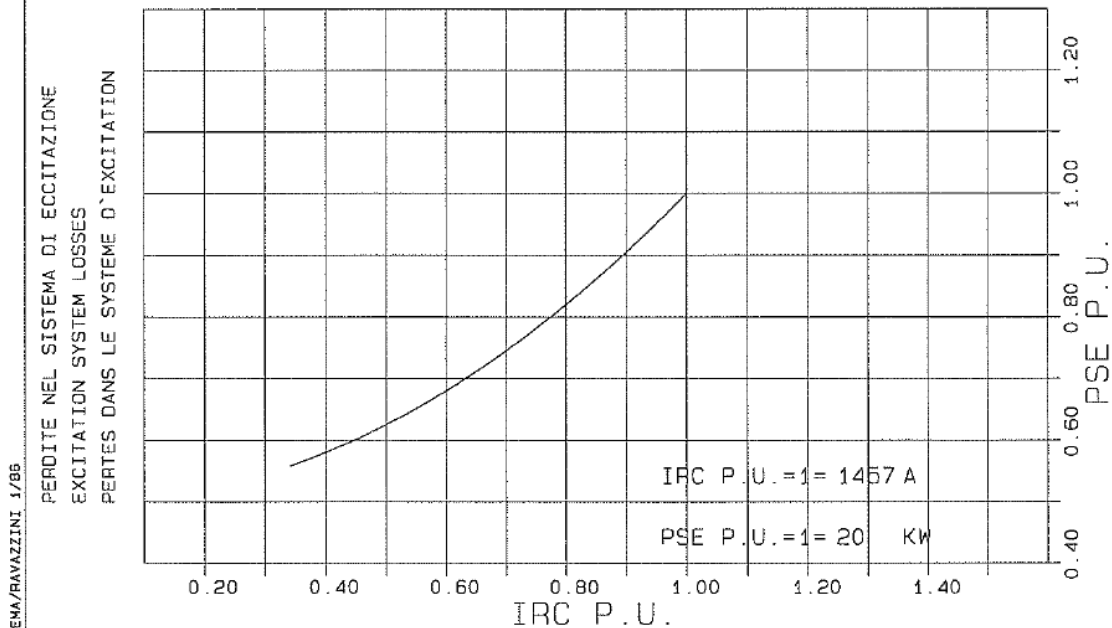


CURVE DELLE PERDITE CONVENZIONALI DEL GENERATORE
 (VALORI DI CALCOLO)
 GENERATOR CONVENTIONAL LOSSES CURVES
 (CALCULATED VALUES)
 COURBES DES PERTES CONVENTIONNELLES DU GENERATEUR
 (VALEURS CALCULES)

KVAN 330000 (KVA) FN 50.0 (HZ)
 KWN 280500 (KW) VN 18000 (V)

PERDITE DI VENTILAZIONE }
 WINDAGE LOSSES } = 1560 KW
 PERTES PAR VENTILATION }

PERDITE NEI CUSCINETTI+CAMERA ANELLI }
 FRICTION LOSSES+COLLECTOR HOUSING } = 340 KW
 PERTES DANS LE PALIERS+CHAMBRES DES BAGUES }



CEMA/RVAZZINI 1/06



GENERATORE TIPO TRX-L56
 KVA 330000 -FP 0.85 -KV 18.00 -HZ 50
 NP 2 -GIRI/MIN (RPM) 3000

246W971 2/2
 PREV 3391AT
 COMM 0369AT
 DATA 20/2 / 2007

AnsaldoEnergia

Una Società Finmeccanica

Nueva Ventanas - 240MW Coal Fired Power Project

Performance Guarantee Test

Prova : 1
 Carico : TMCR
 Data : 22/05/2007
 Ora inizio prova: 12.27
 Ora fine prova: 13.27

ST GENERATOR LOSSES

Ansaldo - 50TRX-L56

GENERATOR LOSSES CURVES				
Load [MW]	Losses [kW]		Load [P.U.]	
	P.F. = 1.00 Y1	P.F. = 0.85 Y2		
70,125	2545,00	2602,00	0,25	
140,250	2677,00	2829,00	0,50	
210,38	2894,00	3183,00	0,75	
280,50	3200,00	3670,00	1,00	
Curves coefficients				
a4 =	-1,7431E+02	-3,2877E+02		
a3 =	4,7844E+02	8,8593E+02		
a2 =	2,3469E+02	2,0081E+02		
a1 =	1,8351E+02	4,4685E+02		
a0 =	2,4777E+03	2,4652E+03		
X=	0,9693	0,9693		
Y=	3157,9	3603,6		
P.F.=	1,0000	0,8500		
GENERATOR LOSSES CALCULATION				
		TEST	REFERENCE	
Generator voltage	V	17999	18000	
Generator current	A	10585,0	10259,9	
Generator active power	kW	271891	271891	
Generator apparent power	kVA	329998	319872	
Generator reactive power	kVAr	187013	168503	
Test power factor		0,8239	0,8500	
Test load	%	96,93	96,93	
Generator total losses	kW	3681,1	3603,6	
Generator efficiency :	%	98,646	98,675	



**APÉNDICE C RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM ASH AND
FLY ASH / ANÁLISIS DE RESULTADOS DE
CARBÓN, ESCORIA Y CENIZA VOLANTE**



**APÉNDICE C1 RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM AND FLY ASH
TEST NO.1 (267 MW) / ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CARBÓN,
ESCORIA Y CENIZA VOLANTE NO.1 (267 MW)**



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 512

Santiago, 11 de octubre de 2023

Documento: 56451
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	28 y 29 de Septiembre 2023 23:00 a 01:00 hr
ID PCM	56773	Tipo de Muestra	Carbón 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Carbón Análisis	Fecha Análisis	10/10/2023
Representatividad	Test 7 / 267 Mwe	Lugar de Muestreo	Silos V3 A,B,C;D.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	14,61	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	7,59	
Cenizas (%)	ASTM D 3174 /7582	5,07	5,94
Materia Volátil (%)	ASTM D 3175 /7582	34,69	40,63
Carbono Fijo (%)	ASTM D 3172	45,63	53,43
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,46	0,53
Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.343	7.428
Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.023	7.153
Carbono (%)	ASTM D 5373	66,27	77,61
Hidrógeno (%)	ASTM D 5373	6,24	5,40
Nitrógeno (%)	ASTM D 5373	1,27	1,49
Oxígeno (%)	ASTM D 3180	20,69	9,04

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.
 El Hidrógeno y Oxígeno reportados en base "Como Recibido" incluyen el contenido de éstos elementos en el agua.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmclab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 519

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56458
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	28 y 29 de Septiembre 2023 23:00 a 01:00 hr
ID PCM	56780	Tipo de Muestra	Ceniza 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Ceniza Volante	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 7 / 267 Mwe	Lugar de Muestreo	Muestreo Automático

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	0,15	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,08	0,08
Carbono (%)	ASTM D 5373	12,31	12,32
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	10,76	10,78
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	12,90	12,92

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 526

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56465
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	28 y 29 de Septiembre 2023 23:00 a 01:00 hr
ID PCM	56787	Tipo de Muestra	Escoria 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Escoria	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 7 / 267 Mwe	Lugar de Muestreo	Descarga Estanque Escoria V3

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	38,63	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	< 0,05	< 0,05
Carbono (%)	ASTM D 5373	3,16	5,15
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	3,13	5,09
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	<0,505	<0,505

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



**APÉNDICE C2 RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM AND FLY ASH
TEST NO. 2 (237 MW) / ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CARBÓN,
ESCORIA Y CENIZA VOLANTE NO.2 (237 MW)**



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 510

Santiago, 11 de octubre de 2023

Documento: 56449
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	27 y 28 de Septiembre 2023 22:30 a 00:30 hr
ID PCM	56771	Tipo de Muestra	Carbón 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Carbón Análisis	Fecha Análisis	10/10/2023
Representatividad	Test 5 / 237 Mwe	Lugar de Muestreo	Silos V3 A,B,C,D.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	14,89	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	6,79	
Cenizas (%)	ASTM D 3174 /7582	5,20	6,10
Materia Volátil (%)	ASTM D 3175 /7582	34,49	40,52
Carbono Fijo (%)	ASTM D 3172	45,42	53,37
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,46	0,53
Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.289	7.390
Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)	ASTM D 5865	5.969	7.115
Carbono (%)	ASTM D 5373	66,08	77,65
Hidrógeno (%)	ASTM D 5373	6,25	5,38
Nitrógeno (%)	ASTM D 5373	1,26	1,48
Oxígeno (%)	ASTM D 3180	20,76	8,85

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.
 El Hidrógeno y Oxígeno reportados en base "Como Recibido" incluyen el contenido de éstos elementos en el agua.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmlab.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 517

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56456
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	27 y 28 de Septiembre 2023 22:30 a 00:30 hr
ID PCM	56778	Tipo de Muestra	Ceniza 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Ceniza Volante	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 5 / 237 Mwe	Lugar de Muestreo	Muestreo Automático

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	< 0, 15	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,09	0,09
Carbono (%)	ASTM D 5373	7,54	7,55
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	7,07	7,07
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	3,95	3,96

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 524

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56463
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	27 y 28 de Septiembre 2023 22:30 a 00:30 hr
ID PCM	56785	Tipo de Muestra	Escoria 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Escoria	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 5 / 237 Mwe	Lugar de Muestreo	Descarga Estanque Escoria V3

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	40,38	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	< 0,05	< 0,05
Carbono (%)	ASTM D 5373	3,34	5,60
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	3,34	5,60
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	<0,505	<0,505

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



**APÉNDICE C3 RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM AND FLY ASH
TEST NO.3 (206 MW) / ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CARBÓN,
ESCORIA Y CENIZA VOLANTE NO.3 (206 MW)**



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 508

Santiago, 11 de octubre de 2023

Documento: 56447
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	26 y 27 de Septiembre 2023 23:15 a 01:15 hr
ID PCM	56769	Tipo de Muestra	Carbón 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Carbón Análisis	Fecha Análisis	10/10/2023
Representatividad	Test 3 / 208 Mwe	Lugar de Muestreo	Silos V3 A,B,C,D.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	14,45	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	6,97	
Cenizas (%)	ASTM D 3174 /7582	5,60	6,54
Materia Volátil (%)	ASTM D 3175 /7582	34,61	40,46
Carbono Fijo (%)	ASTM D 3172	45,34	53,00
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,45	0,53
Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.297	7.360
Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)	ASTM D 5865	5.978	7.086
Carbono (%)	ASTM D 5373	66,20	77,39
Hidrógeno (%)	ASTM D 5373	6,21	5,37
Nitrógeno (%)	ASTM D 5373	1,23	1,44
Oxígeno (%)	ASTM D 3180	20,31	8,74

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.
 El Hidrógeno y Oxígeno reportados en base "Como Recibido" incluyen el contenido de éstos elementos en el agua.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmclab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 515

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56454
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	26 y 27 de Septiembre 2023 23:15 a 01:15 hr
ID PCM	56776	Tipo de Muestra	Ceniza 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Ceniza Volante	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 3 / 206 Mwe	Lugar de Muestreo	Muestreo Automático

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	< 0, 15	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,07	0,07
Carbono (%)	ASTM D 5373	8,24	8,25
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	6,69	6,70
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	12,91	12,92

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcm.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 522

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56461
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	26 y 27 de Septiembre 2023 23:15 a 01:15 hr
ID PCM	56783	Tipo de Muestra	Escoria 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Escoria	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 3 / 206 Mwe	Lugar de Muestreo	Descarga Estanque Escoria V3

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	42,31	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	< 0,05	< 0,05
Carbono (%)	ASTM D 5373	3,55	6,15
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	3,55	6,15
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	<0,505	<0,505

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



**APÉNDICE C4 RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM AND FLY ASH
TEST NO.4 (176 MW) / ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CARBÓN,
ESCORIA Y CENIZA VOLANTE NO.4 (176 MW)**



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 509

Santiago, 11 de octubre de 2023

Documento: 56448
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	27 de Septiembre 2023 06:00 a 08:00 hr
ID PCM	56770	Tipo de Muestra	Carbón 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Carbón Análisis	Fecha Análisis	10/10/2023
Representatividad	Test 4 / 178 Mwe	Lugar de Muestreo	Silos V3 A,B,C,D.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	14,72	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	6,80	
Cenizas (%)	ASTM D 3174 /7582	4,86	5,70
Materia Volátil (%)	ASTM D 3175 /7582	34,61	40,58
Carbono Fijo (%)	ASTM D 3172	45,81	53,71
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,44	0,52
Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.313	7.402
Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)	ASTM D 5865	5.992	7.126
Carbono (%)	ASTM D 5373	66,58	78,07
Hidrógeno (%)	ASTM D 5373	6,25	5,40
Nitrógeno (%)	ASTM D 5373	1,26	1,48
Oxígeno (%)	ASTM D 3180	20,60	8,83

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.
 El Hidrógeno y Oxígeno reportados en base "Como Recibido" incluyen el contenido de éstos elementos en el agua.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 516

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56455
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	27 de Septiembre 2023 06:00 a 08:00 hr
ID PCM	56777	Tipo de Muestra	Ceniza 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Ceniza Volante	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 4 / 176 Mwe	Lugar de Muestreo	Muestreo Automático

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	< 0, 15	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,06	0,06
Carbono (%)	ASTM D 5373	5,89	5,90
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	5,80	5,80
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	<0,505	<0,505

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 523

Santiago, 12 de octubre de 2023

# Documento	56462
# O.C. Cliente:	Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	27 de Septiembre 2023 06:00 a 08:00 hr
ID PCM	56784	Tipo de Muestra	Escoria 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Escoria	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 4 / 176 Mwe	Lugar de Muestreo	Descarga Estanque Escoria V3

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	40,93	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	< 0,05	< 0,05
Carbono (%)	ASTM D 5373	3,06	5,18
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	3,02	5,12
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	<0,505	<0,505

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



**APÉNDICE C5 RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM AND FLY ASH
TEST NO.5 (146 MW) / ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CARBÓN,
ESCORIA Y CENIZA VOLANTE NO.5 (146 MW)**



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 514

Santiago, 11 de octubre de 2023

Documento: 56453
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	30 de Septiembre 2023 03:15 a 05:15 hr
ID PCM	56775	Tipo de Muestra	Carbón 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Carbón Análisis	Fecha Análisis	10/10/2023
Representatividad	Test 9 / 148 Mwe	Lugar de Muestreo	Silos V3 A,B,C,D.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	14,67	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	7,14	
Cenizas (%)	ASTM D 3174 /7582	5,66	6,63
Materia Volátil (%)	ASTM D 3175 /7582	34,39	40,30
Carbono Fijo (%)	ASTM D 3172	45,29	53,07
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,45	0,53
Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.262	7.338
Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)	ASTM D 5865	5.943	7.065
Carbono (%)	ASTM D 5373	65,57	76,83
Hidrógeno (%)	ASTM D 5373	6,21	5,36
Nitrógeno (%)	ASTM D 5373	1,26	1,47
Oxígeno (%)	ASTM D 3180	20,85	9,17

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.
 El Hidrógeno y Oxígeno reportados en base "Como Recibido" incluyen el contenido de éstos elementos en el agua.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

1. Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
2. El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
3. Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- 4.- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- 5.- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- 6.-El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmclab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 521

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56460
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	30 de Septiembre 2023 03:15 a 05:15 hr
ID PCM	56782	Tipo de Muestra	Ceniza 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Ceniza Volante	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 9 / 146 Mwe	Lugar de Muestreo	Muestreo Automático

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	< 0, 15	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,10	0,10
Carbono (%)	ASTM D 5373	4,29	4,29
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	4,18	4,19
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	0,88	0,88

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 528

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56467
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	30 de Septiembre 2023 03:15 a 05:15 hr
ID PCM	56789	Tipo de Muestra	Escoria 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Escoria	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 9 / 146 Mwe	Lugar de Muestreo	Descarga Estanque Escoria V3

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	38,16	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	< 0,05	< 0,05
Carbono (%)	ASTM D 5373	3,46	5,59
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	3,38	5,47
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	0,59	0,95

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



**APÉNDICE C6 RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM AND FLY ASH
TEST NO.6 (115 MW) / ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CARBÓN,
ESCORIA Y CENIZA VOLANTE NO.6 (115 MW)**



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 511

Santiago, 11 de octubre de 2023

Documento: 56450
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	28 de Septiembre 2023 05:30 a 07:30 hr
ID PCM	56772	Tipo de Muestra	Carbón 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Carbón Análisis	Fecha Análisis	10/10/2023
Representatividad	Test 6 / 115 Mwe	Lugar de Muestreo	Silos V3 A,B,C.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	14,80	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	8,34	
Cenizas (%)	ASTM D 3174 /7582	5,04	5,92
Materia Volátil (%)	ASTM D 3175 /7582	34,46	40,44
Carbono Fijo (%)	ASTM D 3172	45,70	53,64
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,45	0,53
Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.335	7.435
Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.013	7.158
Carbono (%)	ASTM D 5373	66,21	77,71
Hidrógeno (%)	ASTM D 5373	6,28	5,42
Nitrógeno (%)	ASTM D 5373	1,28	1,50
Oxígeno (%)	ASTM D 3180	20,74	8,92

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.
 El Hidrógeno y Oxígeno reportados en base "Como Recibido" incluyen el contenido de éstos elementos en el agua.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 518

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56457
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	28 de Septiembre 2023 05:30 a 07:30 hr
ID PCM	56779	Tipo de Muestra	Ceniza 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Ceniza Volante	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 6 / 115 Mwe	Lugar de Muestreo	Muestreo Automático

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	< 0, 15	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,14	0,14
Carbono (%)	ASTM D 5373	5,57	5,58
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	5,35	5,35
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	1,88	1,88

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 525

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56464
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	28 de Septiembre 2023 05:30 a 07:30 hr
ID PCM	56786	Tipo de Muestra	Escoria 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Escoria	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 6 / 115 Mwe	Lugar de Muestreo	Descarga Estanque Escoria V3

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	31,87	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	< 0,05	< 0,05
Carbono (%)	ASTM D 5373	3,30	4,85
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	3,30	4,85
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	<0,505	<0,505

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



**APÉNDICE C7 RESULTS ANALYSIS COAL, BOTTOM AND FLY ASH
TEST NO.7 (82 MW) / ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CARBÓN,
ESCORIA Y CENIZA VOLANTE NO.7 (82 MW)**



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 513

Santiago, 11 de octubre de 2023

# Documento	56452
# O.C. Cliente:	Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	29 de Septiembre 2023 05:45 a 07:45 hr
ID PCM	56774	Tipo de Muestra	Carbón 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Carbón Análisis	Fecha Análisis	10/10/2023
Representatividad	Test 8 / 82 Mwe	Lugar de Muestreo	Silos V3 B,C.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	14,56	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	6,71	
Cenizas (%)	ASTM D 3174 /7582	5,22	6,11
Materia Volátil (%)	ASTM D 3175 /7582	34,64	40,54
Carbono Fijo (%)	ASTM D 3172	45,58	53,35
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,49	0,58
Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.331	7.410
Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)	ASTM D 5865	6.012	7.136
Carbono (%)	ASTM D 5373	66,20	77,48
Hidrógeno (%)	ASTM D 5373	6,22	5,38
Nitrógeno (%)	ASTM D 5373	1,28	1,50
Oxígeno (%)	ASTM D 3180	20,58	8,95

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.
 El Hidrógeno y Oxígeno reportados en base "Como Recibido" incluyen el contenido de éstos elementos en el agua.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouy@pcmclab.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 520

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56459
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	29 de Septiembre 2023 05:45 a 07:45 hr
ID PCM	56781	Tipo de Muestra	Ceniza 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Ceniza Volante	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 8 / 82 Mwe	Lugar de Muestreo	Muestreo Automático

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	0,18	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	0,16	0,16
Carbono (%)	ASTM D 5373	7,48	7,49
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	6,95	6,96
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	4,46	4,46

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



PCM Ltda.
 Laboratorio de Combustibles
 Fono 22551 69 83 - Fax 22551 74 55 - e-mail gdarrouv@pcmlab.tie.cl
 Padre Orellana 1421 - Santiago
 Certificada bajo los Estándares de la Norma ISO 9001-2015

ISO 9001-2015
 Nro Certificado: 3774 - Año 2008
 Bureau Veritas

INFORME DE ANÁLISIS N° EEV- 527

Santiago, 12 de octubre de 2023

Documento: 56466
 # O.C. Cliente: Pendiente

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

Cliente	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Contacto Comercial	Andres Corral	RUT	96.814.370-0
Dirección	Rosario Norte 532, Piso 19, Las Condes	Teléfono	26868900	Fax	
Comuna	Las Condes	Giro	Generación Eléctrica	e-mail	andres.corral@aes.com

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción	04/10/2023	Fecha de Muestreo	29 de Septiembre 2023 05:45 a 07:45 hr
ID PCM	56788	Tipo de Muestra	Escoria 100 % Cerrejón E
ID Cliente	Prueba CEN V3 / Escoria	Fecha Análisis	12/10/2023
Representatividad	Test 8 / 82 Mwe	Lugar de Muestreo	Descarga Estanque Escoria V3

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Parámetro	NORMA	Como Recibido	Base Seca
Humedad Total (%)	ASTM D 3302	35,14	
Humedad Residual (%)	ASTM D 3173 /7582	< 0, 27	
Azufre(%)	ASTM D 4239	< 0,05	< 0,05
Carbono (%)	ASTM D 5373	4,72	7,28
Carbono No Quemado (%)	ASTM D 6316	4,53	6,98
Carbonatos (%)	ASTM D 6316	1,63	2,51

OBSERVACIONES :

La muestra fue preparada en PCM.

Responsable Verificación

Responsable Aprobación

Consuelo Araya C.
 Jefe de Laboratorio

Ernesto Pérez de Arce G.
 Gerente General

NOTAS

- Los resultados reportados son válidos para la muestra ensayada, la que fue proporcionada por el solicitante.
- El informe de análisis no se debe reproducir sin la aprobación escrita del Laboratorio de PCM Ltda.
- Las opiniones e interpretaciones de los resultados se realizarán solo en el caso que el cliente lo solicite formalmente.
- En caso que PCM haya realizado el Servicio de Muestreo, se indicará en las observaciones del informe la fecha de muestreo, el lugar de muestreo, las condiciones ambientales del muestreo y el procedimiento de muestreo.
- En el caso en que PCM Ltda. subcontrate servicios de análisis será informado al cliente previamente.
- El informe válido se encuentra firmado y timbrado por los responsables, los informes en formato PDF no son definitivos.



**APÉNDICE D MEASUREMENT DATA AES AND PROTERM / DATOS
DE MEDICIÓN AES Y PROTERM**



**APÉNDICE D1 MEASUREMENT DATA TEST NO.1 (267 MW) /
DATOS DE MEDICIÓN DE LA PRUEBA NO.1
(267 MW)**



Tag	Performance Test Unit Date Time	No.1 (267.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/28 23:00 hr. - 01:00 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0080	Barometer Pressure		mbar	1.1234	1.1239	1.1231	0.00026	AES
@0081	Ambient Air Temperature		°C	11.117	11.813	10.499	0.387	AES
@0082	Relative Humidity Ambient Air		%	91.92	92.43	91.38	0.332	AES
@0100	HP Feed Water Inlet Boiler Mass Flow		t/h	731.9	740.3	724.5	3.169	AES
@0101	HP Feed Water Inlet Boiler Pressure		bar(g)	177.4	178.5	175.8	0.687	AES
@0102	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	250.5	250.6	250.4	0.073	AES
@0105	HP Spray Water Superheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0106	HP Spray Water Superheated Pressure		bar(g)	180.3	181.3	178.6	0.732	AES
@0107	HP Spray Water Superheated Temperature		°C	51.33	53.12	49.70	0.981	AES
@0110	HP Spray Water Reheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0111	HP Spray Water Reheated Pressure		bar(g)	92.74	93.30	91.90	0.369	AES
@0112	HP Spray Water Reheated Temperature		°C	189.3	189.5	189.1	0.172	AES
@0115	Auxiliary Steam Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0116	Auxiliary Steam Pressure		bar(g)	172.5	173.6	170.9	0.710	AES
@0117	Auxiliary Steam Temperature		°C	424.4	428.4	420.5	2.106	AES
@0120	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	40.82	41.02	40.67	0.088	AES
@0121	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#6		°C	336.0	338.0	334.6	0.953	AES
@0123	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#6		°C	218.0	218.1	217.9	0.066	AES
@0126	Drain Temperature High Pressure Heater#6		°C	223.7	223.8	223.6	0.069	AES
@0131	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	161.4	162.7	159.7	0.673	AES
@0132	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	525.7	530.6	521.4	1.830	AES
@0133	Cold ReHeat Pressure Inlet Boiler		bar(g)	41.03	41.24	40.87	0.088	AES
@0134	Cold ReHeat Temperature Inlet Boiler		°C	337.7	343.0	333.0	3.136	AES
@0135	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	39.18	39.39	35.29	0.085	AES
@0136	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	523.5	528.5	520.2	1.661	AES
@0140	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	21.69	21.79	21.60	0.047	AES
@0141	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#5		°C	440.6	442.4	439.1	0.965	AES
@0142-1	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#1		bar(g)	182.7	183.8	180.9	0.715	AES
@0142-2	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#2		bar(g)	182.7	183.9	181.1	0.703	AES
@0142-3	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#3		bar(g)	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0143	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#5		°C	194.2	194.3	194.0	0.073	AES
@0146	Drain Temperature High Pressure Heater#5		°C	201.4	201.5	200.9	0.065	AES
@0148	Cool Water Temperature Inlet Condenser (a)		°C	12.56	12.65	12.47	0.051	AES
@0149	Cool Water Temperature Inlet Condenser (b)		°C	12.54	12.61	12.47	0.042	AES
@0150	Cool Water Temperature Outlet Condenser (a)		°C	21.21	21.29	21.16	0.034	AES
@0151	Cool Water Temperature Outlet Condenser (b)		°C	20.42	20.55	20.29	0.065	AES
@0152	Condenser Pressure		bar(a)	0.042	0.042	0.041	0.000	AES
@0155	HP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	142.2	142.6	141.5	0.272	AES
@0156	IP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	38.57	38.76	38.43	0.084	AES
@0158	Cold ReHeat Pressure Outlet Steam Turbine		bar(a)	5.155	5.179	5.132	0.013	AES
@0159	Cold ReHeat Temperature Outlet Steam Turbine		°C	258.7	260.0	257.3	0.817	AES
@0160	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Mass Flow		t/h	585.1	591.5	580.3	2.352	AES
@0161	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Pressure		bar(g)	20.89	21.02	20.70	0.070	AES
@0162	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Temperature		°C	29.06	29.13	28.93	0.076	AES
@0165	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Mass Flow		t/h	61.17	62.67	58.90	0.869	AES
@0167	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Temperature		°C	110.1	110.4	109.9	0.178	AES
@0171	Condensate Inlet Deaerator Boiler Pressure		bar(g)	12.63	12.72	12.57	0.032	AES
@0172	Condensate Inlet Deaerator Temperature		°C	154.8	154.9	154.7	0.073	AES
@0175	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	11.02	11.08	10.97	0.027	AES
@0176	Extraction Steam Temperature High Pressure Deaerator		°C	347.8	349.1	346.4	0.721	AES
@0177	Deaerator Pressure		bar(g)	11.13	11.19	11.08	0.028	AES
@0180	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#1		°C	189.3	189.3	189.2	0.042	AES
@0181	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#2		°C	189.5	189.6	189.5	0.026	AES
@0182	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#3		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0183	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#1		t/h	8.354	9.877	6.251	0.729	AES
@0184	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#2		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.1 (267.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/28 23:00 hr. - 01:00 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0185	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#3		t/h	23.47	23.92	23.18	0.199	AES
@0188	Condensate Pressure Header#2		bar(g)	19.63	19.71	19.55	0.054	AES
@0189	Condensate Temperature Header#2		°C	26.96	26.97	26.94	0.009	AES
@0190	Make Up Water Lime Tank Temperature		°C	31.76	33.05	30.76	0.692	AES
@0191	Water Flow Make Up Water Lime Tank		m3/h	7.186	7.600	6.781	0.159	AES
@0195	Auxiliary Steam Pressure Header#2		bar(g)	7.959	7.970	7.948	0.005	AES
@0196	Auxiliary Steam Temperature Header#2		°C	185.1	194.7	177.5	7.707	AES
@0201	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat A		°C	373.1	373.6	372.8	0.213	AES
@0202	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat B		°C	363.6	364.2	362.3	0.472	AES
@0261	Oxygen (O2) Inlet Air Heater A		vol%	3.618	4.046	3.246	0.210	AES
@0262	Oxygen (O2) Inlet Air Heater B		vol%	2.624	2.939	2.444	0.077	AES
@0300	Cold Primary Air Temperature A		°C	27.21	27.93	26.33	0.464	AES
@0301	Cold Primary Air Temperature B		°C	23.66	24.51	22.73	0.619	AES
@0302	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater A		°C	16.02	16.87	15.25	0.476	AES
@0303	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater B		°C	15.38	16.04	14.51	0.432	AES
@0305	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater A		°C	19.49	21.08	17.37	0.910	AES
@0306	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater B		°C	19.69	20.82	18.75	0.454	AES
@0310	Hot Primary Air Temperature A		°C	307.2	307.9	306.3	0.471	AES
@0311	Hot Primary Air Temperature B		°C	310.3	310.9	309.7	0.369	AES
@0315	Hot Secondary Air Temperature A		°C	315.9	316.6	315.2	0.387	AES
@0316	Hot Secondary Air Temperature B		°C	314.8	315.1	314.4	0.220	AES
@0320	Mass Flow Hot Secondary Air A		t/h	337.1	343.4	329.1	2.956	AES
@0321	Mass Flow Hot Secondary Air B		t/h	344.5	350.8	339.1	2.570	AES
@0325	Inlet Coal, Feeder A		t/h	25.32	25.84	24.82	0.178	AES
@0326	Inlet Coal, Feeder B		t/h	25.42	26.22	24.62	0.301	AES
@0327	Inlet Coal, Feeder C		t/h	25.52	25.73	25.30	0.132	AES
@0328	Inlet Coal, Feeder D		t/h	25.48	25.98	25.13	0.224	AES
@0329	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0330	Mass Flow Primary Air Mill A		t/h	52.71	54.49	50.86	0.775	AES
@0331	Mass Flow Primary Air Mill B		t/h	53.23	54.48	51.75	0.638	AES
@0332	Mass Flow Primary Air Mill C		t/h	52.01	54.19	50.29	0.898	AES
@0333	Mass Flow Primary Air Mill D		t/h	51.57	53.59	49.32	0.952	AES
@0334	Mass Flow Primary Air Mill E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0350	X Position HP Valves		%	60.39	62.10	59.55	0.326	AES
@0351	X Position IP Valves		%	100.0	100.0	99.9	0.046	AES
@0360	Make-Up Water Mass Flow		t/h	7.759	15.6	0.07	5.522	AES
@0500	Consumption Mill A		kW	238.5	246.9	232.8	0.315	AES
@0501	Consumption Mill B		kW	232.5	239.1	226.1	0.294	AES
@0502	Consumption Mill C		kW	229.8	240.2	221.1	0.439	AES
@0503	Consumption Mill D		kW	259.2	271.5	250.6	0.467	AES
@0504	Consumption Mill E		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0505	Consumption Recirculation Pump A		kW	179.2	179.6	179.0	0.015	AES
@0506	Consumption Recirculation Pump B		kW	183.2	183.7	182.8	0.034	AES
@0507	Consumption Recirculation Pump C		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0530	Gross Power Generator (kWh)		kW	265196				AES
@0542	Power Consumption Station SWGR A		kW	14477	14689	14305	76.30	AES
@0543	Power Consumption Station SWGR B		kW	7505	7652	7253	93.83	AES
@0550	Gross Power Generator		kW	264663	266360	263493	659.6	AES
@0551	Voltage Generator		kV	17.89	17.94	17.82	0.043	AES
@0552	Current Generator		kA	8.563	8.675	8.447	0.052	AES
@0554	Speed Generator		rpm	3004.08	3009.43	2997.78	2.581	AES
@0556	Reactive Power Generator		MVar	11.29	24.11	-3.99	7.765	AES
@0560	Net Power Unit (kWh)		kW	242516				AES
@0562	Consumption Desalination Plant		kW	413.7				AES
@0563	Consumption Desalination Plant Compressor		kW	509.0				AES
@0571	Generator Excitation Voltage		V	1017.8	1046.5	988.9	14.728	AES
@0572	Generator Excitation Current		A	263.9	272.8	253.6	4.457	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.1 (267.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/28 23:00 hr. - 01:00 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0203	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat A		°C	129.9	140.4	118.0	7.731	AES
@0204	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat B		°C	139.5	148.2	127.6	6.669	AES
@0265	Oxygen (O2) Outlet Air Heater A		vol%	7.88	10.80	5.60	1.440	AES
@0266	Oxygen (O2) Outlet Air Heater B		vol%	6.84	8.10	5.10	0.914	AES
@0267	Carbon Monoxide Outlet Air Heater A		ppm	674.4	1232.0	298.0	7.731	AES
@0268	Carbon Monoxide Outlet Air Heater B		ppm	190.2	350.0	105.0	78.889	AES
	Oxygen (O2) Outlet Stack		Vol%	6.65	6.93	6.45	0.084	AES
	Carbon Dioxide (CO2) Outlet Stack		Vol%	13.3	13.4	13.0	0.072	AES
	Carbon Monoxide (CO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	370.3	556.0	178.8	72.71	AES
	Nitrogen Monoxide (NO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	282.5	293.6	273.7	3.635	AES
	Sulphur Dioxide (SO2) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	270.0	348.4	120.0	38.51	AES
	Particles (MP) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	0.366	0.64	0.21	0.078	AES
	Gross Power Generator		MW	264.663	266.360	263.493	0.625	AES
	Reactive Power Generator		MVar	11.29	24.11	-3.99	7.664	AES
	Speed Generator		rpm	3004.1	3009.4	2997.8	2.495	AES
	Voltage Generator L1-L2		kV	17.83	17.84	17.82	0.006	AES
	Voltage Generator L2-L3		kV	17.90	17.91	17.89	0.004	AES
	Voltage Generator L3-L1		kV	17.93	17.94	17.92	0.006	AES
	Power Consumption Station SWGR A		MW	14.48	14.69	14.30	0.070	AES
	Power Consumption Station SWGR B		MW	7.505	7.652	7.253	0.080	AES
	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	526.6	530.6	523.7	1.470	AES
	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	161.5	162.7	159.8	0.686	AES
	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	39.19	39.38	39.05	0.083	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	41.39	41.58	41.25	0.085	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	21.85	21.95	21.77	0.047	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	11.02	11.08	10.97	0.027	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#3		bar(g)	5.016	5.047	4.991	0.015	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#2		bar(g)	1.133	1.144	1.122	0.006	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#1		bar(g)	-0.506	-0.504	-0.510	0.001	AES
	Condenser Pressure		bar(a)	0.042	0.042	0.041	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill A		°C	71.31	71.62	71.19	0.082	AES
	Temperature Coal Air Mill B		°C	75.01	75.21	74.65	0.198	AES
	Temperature Coal Air Mill C		°C	76.25	77.29	75.72	0.285	AES
	Temperature Coal Air Mill D		°C	72.07	72.56	71.42	0.370	AES
	Temperature Coal Air Mill E		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Cool Water Temperature Inlet Condenser		°C	12.54	12.59	12.47	0.042	AES
	Cool Water Temperature Outlet Condenser		°C	23.29	23.39	23.15	0.072	AES
	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	251.6	251.7	251.6	0.036	AES
	HP Steam Flow		t/h	665.5	668.8	662.7	1.179	AES
	Inlet Coal, Total Flow		t/h	101.8	103.1	100.87	0.508	AES
	Inlet Coal, Feeder A		t/h	25.31	25.84	24.82	0.179	AES
	Inlet Coal, Feeder B		t/h	25.42	26.22	24.62	0.281	AES
	Inlet Coal, Feeder C		t/h	25.53	25.73	25.30	0.125	AES
	Inlet Coal, Feeder D		t/h	25.47	25.98	25.13	0.224	AES
	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	523.0	527.0	520.5	1.509	AES



**APÉNDICE D2 MEASUREMENT DATA TEST NO.2 (237 MW) /
DATOS DE MEDICIÓN DE LA PRUEBA NO.2
(237 MW)**

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.2 (237.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/27 22:30 hr. - 00:30 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0080	Barometer Pressure		mbar	1.1247	1.1249	1.1244	0.00012	AES
@0081	Ambient Air Temperature		°C	11.373	12.057	11.117	0.271	AES
@0082	Relative Humidity Ambient Air		%	90.25	91.25	88.43	0.845	AES
@0100	HP Feed Water Inlet Boiler Mass Flow		t/h	662.5	670.6	656.3	3.466	AES
@0101	HP Feed Water Inlet Boiler Pressure		bar(g)	174.7	175.9	173.6	0.527	AES
@0102	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	245.3	245.6	245.2	0.130	AES
@0105	HP Spray Water Superheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0106	HP Spray Water Superheated Pressure		bar(g)	177.1	178.2	175.9	0.590	AES
@0107	HP Spray Water Superheated Temperature		°C	49.26	51.21	47.32	1.139	AES
@0110	HP Spray Water Reheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0111	HP Spray Water Reheated Pressure		bar(g)	90.49	91.06	89.84	0.296	AES
@0112	HP Spray Water Reheated Temperature		°C	185.2	185.7	184.8	0.290	AES
@0115	Auxiliary Steam Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0116	Auxiliary Steam Pressure		bar(g)	170.2	171.3	169.2	0.559	AES
@0117	Auxiliary Steam Temperature		°C	417.1	421.5	413.1	2.318	AES
@0120	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	36.86	37.14	36.70	0.108	AES
@0121	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#6		°C	323.6	325.8	321.7	0.987	AES
@0123	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#6		°C	213.5	213.7	213.5	0.086	AES
@0126	Drain Temperature High Pressure Heater#6		°C	218.4	218.5	218.2	0.073	AES
@0131	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	161.1	161.9	160.0	0.447	AES
@0132	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	516.5	520.9	511.3	1.950	AES
@0133	Cold ReHeat Pressure Inlet Boiler		bar(g)	37.01	37.31	36.84	0.108	AES
@0134	Cold ReHeat Temperature Inlet Boiler		°C	325.3	330.6	320.5	3.143	AES
@0135	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	35.35	35.64	35.20	0.104	AES
@0136	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	508.8	512.6	506.1	1.292	AES
@0140	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	19.54	19.70	19.44	0.059	AES
@0141	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#5		°C	426.4	429.0	425.2	1.007	AES
@0142-1	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#1		bar(g)	179.2	180.5	178.0	0.552	AES
@0142-2	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#2		bar(g)	179.2	180.5	178.0	0.558	AES
@0142-3	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#3		bar(g)	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0143	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#5		°C	189.7	189.9	189.6	0.140	AES
@0146	Drain Temperature High Pressure Heater#5		°C	196.2	196.5	195.8	0.149	AES
@0148	Cool Water Temperature Inlet Condenser (a)		°C	12.64	12.68	12.60	0.016	AES
@0149	Cool Water Temperature Inlet Condenser (b)		°C	12.57	12.62	12.54	0.017	AES
@0150	Cool Water Temperature Outlet Condenser (a)		°C	20.98	21.19	20.90	0.086	AES
@0151	Cool Water Temperature Outlet Condenser (b)		°C	19.94	20.00	19.88	0.037	AES
@0152	Condenser Pressure		bar(a)	0.039	0.040	0.039	0.000	AES
@0155	HP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	128.0	128.9	127.6	0.351	AES
@0156	IP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	34.81	35.04	34.66	0.107	AES
@0158	Cold ReHeat Pressure Outlet Steam Turbine		bar(a)	4.606	4.647	4.589	0.015	AES
@0159	Cold ReHeat Temperature Outlet Steam Turbine		°C	240.7	250.1	238.6	2.572	AES
@0160	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Mass Flow		t/h	528.5	534.4	520.8	2.725	AES
@0161	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Pressure		bar(g)	22.56	22.80	22.23	0.138	AES
@0162	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Temperature		°C	28.43	28.56	28.35	0.058	AES
@0165	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Mass Flow		t/h	61.06	61.80	60.19	0.340	AES
@0167	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Temperature		°C	106.9	107.1	106.7	0.096	AES
@0171	Condensate Inlet Deaerator Boiler Pressure		bar(g)	11.49	11.58	11.43	0.034	AES
@0172	Condensate Inlet Deaerator Temperature		°C	151.4	151.6	151.3	0.083	AES
@0175	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	9.902	9.985	9.862	0.030	AES
@0176	Extraction Steam Temperature High Pressure Deaerator		°C	336.4	338.4	335.3	0.858	AES
@0177	Deaerator Pressure		bar(g)	10.02	10.11	9.979	0.030	AES
@0180	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#1		°C	0.000	0.000	0.000	0.000	AES
@0181	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#2		°C	185.2	185.4	185.1	0.106	AES
@0182	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#3		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0183	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#1		t/h	7.81	9.89	5.81	0.727	AES
@0184	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#2		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.2 (237.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/27 22:30 hr. - 00:30 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0185	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#3		t/h	23.05	23.55	21.90	0.488	AES
@0188	Condensate Pressure Header#2		bar(g)	21.17	21.32	20.87	0.139	AES
@0189	Condensate Temperature Header#2		°C	26.12	26.23	26.08	0.035	AES
@0190	Make Up Water Lime Tank Temperature		°C	77.26	103.1	30.03	34.33	AES
@0191	Water Flow Make Up Water Lime Tank		m3/h	6.019	9.520	5.031	1.092	AES
@0195	Auxiliary Steam Pressure Header#2		bar(g)	7.987	8.053	7.949	0.032	AES
@0196	Auxiliary Steam Temperature Header#2		°C	185.0	194.1	177.5	7.423	AES
@0201	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat A		°C	357.5	358.7	356.6	0.709	AES
@0202	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat B		°C	359.6	360.2	359.2	0.181	AES
@0261	Oxygen (O2) Inlet Air Heater A		vol%	3.648	4.087	3.223	0.242	AES
@0262	Oxygen (O2) Inlet Air Heater B		vol%	3.075	3.239	2.800	0.078	AES
@0300	Cold Primary Air Temperature A		°C	27.23	28.13	26.72	0.344	AES
@0301	Cold Primary Air Temperature B		°C	23.70	24.46	23.08	0.261	AES
@0302	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater A		°C	15.85	16.63	15.26	0.343	AES
@0303	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater B		°C	15.33	16.15	14.80	0.359	AES
@0305	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater A		°C	19.67	21.47	18.15	0.968	AES
@0306	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater B		°C	16.72	20.15	13.08	2.343	AES
@0310	Hot Primary Air Temperature A		°C	299.5	299.8	299.1	0.183	AES
@0311	Hot Primary Air Temperature B		°C	308.5	308.8	308.1	0.171	AES
@0315	Hot Secondary Air Temperature A		°C	306.7	307.0	306.4	0.131	AES
@0316	Hot Secondary Air Temperature B		°C	310.8	311.5	310.3	0.342	AES
@0320	Mass Flow Hot Secondary Air A		t/h	296.7	303.5	291.0	2.345	AES
@0321	Mass Flow Hot Secondary Air B		t/h	308.4	317.0	301.8	2.510	AES
@0325	Inlet Coal, Feeder A		t/h	23.07	23.28	22.89	0.091	AES
@0326	Inlet Coal, Feeder B		t/h	22.97	23.62	22.20	0.268	AES
@0327	Inlet Coal, Feeder C		t/h	23.18	23.24	23.11	0.040	AES
@0328	Inlet Coal, Feeder D		t/h	23.14	23.76	22.93	0.159	AES
@0329	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.000	0.000	0.000	0.000	AES
@0330	Mass Flow Primary Air Mill A		t/h	50.87	52.24	49.22	0.656	AES
@0331	Mass Flow Primary Air Mill B		t/h	51.59	52.99	49.59	0.623	AES
@0332	Mass Flow Primary Air Mill C		t/h	50.04	51.83	48.38	0.735	AES
@0333	Mass Flow Primary Air Mill D		t/h	48.06	50.63	46.25	0.855	AES
@0334	Mass Flow Primary Air Mill E		t/h	0.000	0.000	0.000	0.010	AES
@0350	X Position HP Valves		%	51.68	51.78	51.56	0.085	AES
@0351	X Position IP Valves		%	100.0	100.0	99.9	0.035	AES
@0360	Make-Up Water Mass Flow		t/h	11.37	15.96	0.047	2.799	AES
@0500	Consumption Mill A		kW	229.6	235.7	225.2	0.248	AES
@0501	Consumption Mill B		kW	224.8	231.6	220.2	0.262	AES
@0502	Consumption Mill C		kW	223.2	230.7	215.7	0.349	AES
@0503	Consumption Mill D		kW	248.0	255.8	242.1	0.333	AES
@0504	Consumption Mill E		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0505	Consumption Recirculation Pump A		kW	180.0	180.7	179.5	0.046	AES
@0506	Consumption Recirculation Pump B		kW	184.3	184.7	183.3	0.049	AES
@0507	Consumption Recirculation Pump C		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0530	Gross Power Generator (kWh)		kW	237320				AES
@0542	Power Consumption Station SWGR A		kW	13479	13660	13319	63.35	AES
@0543	Power Consumption Station SWGR B		kW	7317	7458	7034	83.83	AES
@0550	Gross Power Generator		kW	236669	238200	235359	701.3	AES
@0551	Voltage Generator		kV	17.89	17.95	17.81	0.046	AES
@0552	Current Generator		kA	7.687	7.811	7.561	0.059	AES
@0554	Speed Generator		rpm	3000.41	3007.44	2989.11	4.006	AES
@0556	Reactive Power Generator		MVar	22.34	29.86	12.67	3.796	AES
@0560	Net Power Unit (kWh)		kW	215913				AES
@0562	Consumption Desalination Plant		kW	426.2				AES
@0563	Consumption Desalination Plant Compressor		kW	503.0				AES
@0571	Generator Excitation Voltage		V	968.6	988.3	946.3	9.929	AES
@0572	Generator Excitation Current		A	250.9	262.9	244.4	3.544	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.2 (237.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/27 22:30 hr. - 00:30 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0203	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat A		°C	126.2	136.5	116.0	7.075	AES
@0204	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat B		°C	137.4	148.8	127.0	6.672	AES
@0265	Oxygen (O2) Outlet Air Heater A		vol%	8.08	10.80	6.50	1.446	AES
@0266	Oxygen (O2) Outlet Air Heater B		vol%	7.46	9.40	5.90	0.983	AES
@0267	Carbon Monoxide Outlet Air Heater A		ppm	285.3	508.0	144.0	7.075	AES
@0268	Carbon Monoxide Outlet Air Heater B		ppm	109.5	182.0	82.0	24.86	AES
	Oxygen (O2) Outlet Stack		Vol%	6.97	7.17	6.64	0.077	AES
	Carbon Dioxide (CO2) Outlet Stack		Vol%	13.0	13.3	12.8	0.067	AES
	Carbon Monoxide (CO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	147.2	284.25	62.35	39.47	AES
	Nitrogen Monoxide (NO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	280.1	288.4	264.6	3.608	AES
	Sulphur Dioxide (SO2) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	318.3	361.1	280.0	21.61	AES
	Particles (MP) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	0.211	0.42	0.10	0.058	AES
	Gross Power Generator		MW	236.665	238.200	235.359	0.656	AES
	Reactive Power Generator		MVar	22.35	29.86	12.65	3.697	AES
	Speed Generator		rpm	3000.4	3007.4	2989.1	3.915	AES
	Voltage Generator L1-L2		kV	17.83	17.85	17.81	0.010	AES
	Voltage Generator L2-L3		kV	17.91	17.93	17.90	0.010	AES
	Voltage Generator L3-L1		kV	17.93	17.95	17.92	0.009	AES
	Power Consumption Station SWGR A		MW	13.48	13.66	13.32	0.054	AES
	Power Consumption Station SWGR B		MW	7.317	7.458	7.034	0.072	AES
	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	517.5	520.9	513.6	1.561	AES
	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	161.2	161.9	160.1	0.471	AES
	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	35.35	35.64	35.20	0.103	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	37.38	37.68	37.23	0.106	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	19.69	19.85	19.60	0.056	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	9.902	9.985	9.862	0.029	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#3		bar(g)	4.458	4.499	4.434	0.015	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#2		bar(g)	0.949	0.965	0.941	0.005	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#1		bar(g)	-0.542	-0.539	-0.545	0.001	AES
	Condenser Pressure		bar(a)	0.039	0.040	0.039	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill A		°C	71.69	71.95	71.41	0.172	AES
	Temperature Coal Air Mill B		°C	75.00	75.46	74.52	0.220	AES
	Temperature Coal Air Mill C		°C	75.81	76.51	75.23	0.189	AES
	Temperature Coal Air Mill D		°C	71.81	72.50	71.15	0.360	AES
	Temperature Coal Air Mill E		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Cool Water Temperature Inlet Condenser		°C	12.65	12.68	12.64	0.006	AES
	Cool Water Temperature Outlet Condenser		°C	24.55	24.69	24.43	0.087	AES
	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	242.7	242.7	242.7	0.019	AES
	HP Steam Flow		t/h	599.1	603.1	596.9	1.612	AES
	Inlet Coal, Total Flow		t/h	92.08	93.05	91.28	0.375	AES
	Inlet Coal, Feeder A		t/h	23.07	23.28	22.89	0.091	AES
	Inlet Coal, Feeder B		t/h	22.97	23.62	22.20	0.257	AES
	Inlet Coal, Feeder C		t/h	23.18	23.24	23.11	0.040	AES
	Inlet Coal, Feeder D		t/h	23.14	23.76	22.93	0.154	AES
	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	508.3	510.9	506.5	0.975	AES



**APÉNDICE D3 MEASUREMENT DATA TEST NO.3 (206 MW) /
DATOS DE MEDICIÓN DE LA PRUEBA NO.3
(206 MW)**

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.3 (206.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/26 23:15 hr. - 01:15 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0080	Barometer Pressure		mbar	1.1257	1.1261	1.1252	0.00024	AES
@0081	Ambient Air Temperature		°C	10.854	12.011	9.779	0.591	AES
@0082	Relative Humidity Ambient Air		%	90.57	91.47	88.84	0.715	AES
@0100	HP Feed Water Inlet Boiler Mass Flow		t/h	572.0	581.6	565.8	2.82	AES
@0101	HP Feed Water Inlet Boiler Pressure		bar(g)	166.9	168.6	165.0	0.849	AES
@0102	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	238.5	238.8	238.4	0.132	AES
@0105	HP Spray Water Superheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0106	HP Spray Water Superheated Pressure		bar(g)	168.7	170.3	166.7	0.832	AES
@0107	HP Spray Water Superheated Temperature		°C	52.17	54.24	50.20	1.176	AES
@0110	HP Spray Water Reheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0111	HP Spray Water Reheated Pressure		bar(g)	85.48	86.31	84.52	0.402	AES
@0112	HP Spray Water Reheated Temperature		°C	179.5	179.7	179.2	0.145	AES
@0115	Auxiliary Steam Mass Flow		t/h	0.000	0.000	0.000	0.000	AES
@0116	Auxiliary Steam Pressure		bar(g)	162.9	164.6	161.0	0.816	AES
@0117	Auxiliary Steam Temperature		°C	420.2	423.4	416.7	1.923	AES
@0120	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	31.97	32.23	31.83	0.075	AES
@0121	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#6		°C	324.2	326.2	322.2	0.990	AES
@0123	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#6		°C	207.4	207.5	207.4	0.044	AES
@0126	Drain Temperature High Pressure Heater#6		°C	211.4	211.7	211.0	0.206	AES
@0131	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	155.6	157.2	153.5	0.826	AES
@0132	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	520.8	526.3	515.5	2.119	AES
@0133	Cold ReHeat Pressure Inlet Boiler		bar(g)	32.06	32.36	31.92	0.083	AES
@0134	Cold ReHeat Temperature Inlet Boiler		°C	325.8	331.4	320.6	3.142	AES
@0135	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	30.61	30.89	30.48	0.079	AES
@0136	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	509.2	514.0	505.1	1.849	AES
@0140	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	16.88	17.03	16.80	0.040	AES
@0141	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#5		°C	426.0	427.9	424.9	0.758	AES
@0142-1	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#1		bar(g)	170.6	172.3	168.5	0.867	AES
@0142-2	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#2		bar(g)	170.6	172.3	168.6	0.864	AES
@0142-3	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#3		bar(g)	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0143	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#5		°C	183.6	183.6	183.6	0.018	AES
@0146	Drain Temperature High Pressure Heater#5		°C	189.1	189.5	188.7	0.162	AES
@0148	Cool Water Temperature Inlet Condenser (a)		°C	12.90	13.12	12.76	0.119	AES
@0149	Cool Water Temperature Inlet Condenser (b)		°C	12.86	12.96	12.76	0.066	AES
@0150	Cool Water Temperature Outlet Condenser (a)		°C	20.96	21.14	20.80	0.095	AES
@0151	Cool Water Temperature Outlet Condenser (b)		°C	19.99	20.31	19.81	0.138	AES
@0152	Condenser Pressure		bar(a)	0.037	0.037	0.036	0.000	AES
@0155	HP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	111.4	112.3	110.9	0.240	AES
@0156	IP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	30.19	30.45	30.07	0.073	AES
@0158	Cold ReHeat Pressure Outlet Steam Turbine		bar(a)	3.936	3.977	3.922	0.011	AES
@0159	Cold ReHeat Temperature Outlet Steam Turbine		°C	242.8	250.8	240.0	3.560	AES
@0160	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Mass Flow		t/h	508.0	515.4	499.0	3.014	AES
@0161	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Pressure		bar(g)	23.31	23.40	23.19	0.042	AES
@0162	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Temperature		°C	27.78	28.01	27.64	0.080	AES
@0165	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Mass Flow		t/h	55.82	57.44	54.44	0.649	AES
@0167	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Temperature		°C	112.2	112.2	112.1	0.039	AES
@0171	Condensate Inlet Deaerator Boiler Pressure		bar(g)	10.09	10.18	10.05	0.024	AES
@0172	Condensate Inlet Deaerator Temperature		°C	147.1	147.1	147.1	0.006	AES
@0175	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	8.527	8.603	8.491	0.020	AES
@0176	Extraction Steam Temperature High Pressure Deaerator		°C	337.4	338.6	336.2	0.594	AES
@0177	Deaerator Pressure		bar(g)	8.665	8.743	8.633	0.020	AES
@0180	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#1		°C	179.2	179.2	179.0	0.058	AES
@0181	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#2		°C	179.3	179.3	179.3	0.013	AES
@0182	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#3		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0183	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#1		t/h	5.74	7.42	3.52	0.803	AES
@0184	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#2		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.3 (206.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/26 23:15 hr. - 01:15 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0185	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#3		t/h	22.61	23.51	21.02	0.669	AES
@0188	Condensate Pressure Header#2		bar(g)	21.88	21.89	21.88	0.00	AES
@0189	Condensate Temperature Header#2		°C	25.43	25.54	25.36	0.05	AES
@0190	Make Up Water Lime Tank Temperature		°C	32.70	103.15	29.26	13.19	AES
@0191	Water Flow Make Up Water Lime Tank		m3/h	8.208	8.53	5.580	0.474	AES
@0195	Auxiliary Steam Pressure Header#2		bar(g)	8.005	8.049	7.911	0.023	AES
@0196	Auxiliary Steam Temperature Header#2		°C	185.0	196.3	177.3	7.600	AES
@0201	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat A		°C	351.0	351.8	350.2	0.354	AES
@0202	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat B		°C	345.5	346.6	343.7	0.740	AES
@0261	Oxygen (O2) Inlet Air Heater A		vol%	4.152	4.749	3.545	0.354	AES
@0262	Oxygen (O2) Inlet Air Heater B		vol%	3.413	3.651	3.156	0.118	AES
@0300	Cold Primary Air Temperature A		°C	26.97	28.14	25.85	0.607	AES
@0301	Cold Primary Air Temperature B		°C	23.28	24.41	22.17	0.609	AES
@0302	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater A		°C	15.32	16.59	14.23	0.626	AES
@0303	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater B		°C	14.84	16.18	13.75	0.703	AES
@0305	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater A		°C	19.23	21.30	16.87	1.066	AES
@0306	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater B		°C	19.46	21.20	18.14	0.643	AES
@0310	Hot Primary Air Temperature A		°C	295.4	295.9	294.7	0.350	AES
@0311	Hot Primary Air Temperature B		°C	297.3	298.0	296.5	0.414	AES
@0315	Hot Secondary Air Temperature A		°C	301.4	301.8	300.9	0.236	AES
@0316	Hot Secondary Air Temperature B		°C	299.3	300.3	298.3	0.564	AES
@0320	Mass Flow Hot Secondary Air A		t/h	266.7	275.7	259.2	2.774	AES
@0321	Mass Flow Hot Secondary Air B		t/h	275.8	281.5	267.9	2.668	AES
@0325	Inlet Coal, Feeder A		t/h	20.23	20.42	19.63	0.128	AES
@0326	Inlet Coal, Feeder B		t/h	20.17	20.74	19.70	0.207	AES
@0327	Inlet Coal, Feeder C		t/h	20.16	20.19	20.14	0.016	AES
@0328	Inlet Coal, Feeder D		t/h	20.14	20.21	20.08	0.032	AES
@0329	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0330	Mass Flow Primary Air Mill A		t/h	46.34	47.50	44.72	0.613	AES
@0331	Mass Flow Primary Air Mill B		t/h	49.11	50.76	47.25	0.637	AES
@0332	Mass Flow Primary Air Mill C		t/h	46.51	48.65	44.28	1.034	AES
@0333	Mass Flow Primary Air Mill D		t/h	45.89	48.81	44.11	0.867	AES
@0334	Mass Flow Primary Air Mill E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0350	X Position HP Valves		%	47.17	47.44	46.95	0.094	AES
@0351	X Position IP Valves		%	100.0	100.0	99.9	0.035	AES
@0360	Make-Up Water Mass Flow		t/h	14.19	17.5	10.90	1.349	AES
@0500	Consumption Mill A		kW	221.3	227.3	216.8	0.238	AES
@0501	Consumption Mill B		kW	216.9	222.5	213.7	0.161	AES
@0502	Consumption Mill C		kW	212.6	221.5	205.6	0.376	AES
@0503	Consumption Mill D		kW	237.0	245.0	231.7	0.312	AES
@0504	Consumption Mill E		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0505	Consumption Recirculation Pump A		kW	181.4	182.7	180.6	0.073	AES
@0506	Consumption Recirculation Pump B		kW	185.6	186.5	184.5	0.062	AES
@0507	Consumption Recirculation Pump C		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0530	Gross Power Generator (kWh)		kW	206153				AES
@0542	Power Consumption Station SWGR A		kW	12695	12840	12549	68.22	AES
@0543	Power Consumption Station SWGR B		kW	6784	6932	6513	89.43	AES
@0550	Gross Power Generator		kW	205674	208412	204354	581.5	AES
@0551	Voltage Generator		kV	17.88	17.92	17.80	0.047	AES
@0552	Current Generator		kA	6.661	6.817	6.539	0.063	AES
@0554	Speed Generator		rpm	3006.69	3013.16	2996.35	3.183	AES
@0556	Reactive Power Generator		MVar	14.46	22.08	5.86	2.931	AES
@0560	Net Power Unit (kWh)		kW	186108				AES
@0562	Consumption Desalination Plant		kW	384.1				AES
@0563	Consumption Desalination Plant Compressor		kW	517.8				AES
@0571	Generator Excitation Voltage		V	872.8	892.0	853.8	6.795	AES
@0572	Generator Excitation Current		A	222.6	229.2	216.9	2.662	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.3 (206.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/26 23:15 hr. - 01:15 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0203	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat A		°C	122.8	132.3	113.7	5.814	AES
@0204	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat B		°C	130.3	138.4	117.5	6.307	AES
@0265	Oxygen (O2) Outlet Air Heater A		vol%	8.73	10.8	7.20	1.055	AES
@0266	Oxygen (O2) Outlet Air Heater B		vol%	8.42	11.4	6.50	1.435	AES
@0267	Carbon Monoxide Outlet Air Heater A		ppm	114.9	139.0	88.0	5.814	AES
@0268	Carbon Monoxide Outlet Air Heater B		ppm	92.3	113.0	63.0	13.517	AES
	Oxygen (O2) Outlet Stack		Vol%	7.04	7.99	6.48	0.514	AES
	Carbon Dioxide (CO2) Outlet Stack		Vol%	12.9	13.3	12.1	0.417	AES
	Carbon Monoxide (CO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	616.2	1167	0.00	481.6	AES
	Nitrogen Monoxide (NO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	256.9	297.6	239.9	17.39	AES
	Sulphur Dioxide (SO2) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	306.9	333.2	292.4	9.059	AES
	Particles (MP) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	0.185	0.582	0.00	0.107	AES
	Gross Power Generator		MW	205.685	208.412	204.354	0.530	AES
	Reactive Power Generator		MVar	14.51	22.08	5.86	2.781	AES
	Speed Generator		rpm	3006.7	3013.2	2996.4	3.125	AES
	Voltage Generator L1-L2		kV	17.81	17.81	17.80	0.002	AES
	Voltage Generator L2-L3		kV	17.90	17.90	17.90	0.002	AES
	Voltage Generator L3-L1		kV	17.92	17.92	17.91	0.002	AES
	Power Consumption Station SWGR A		MW	12.69	12.84	12.55	0.061	AES
	Power Consumption Station SWGR B		MW	6.785	6.932	6.513	0.076	AES
	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	521.8	526.3	517.7	1.768	AES
	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	155.7	157.2	153.6	0.783	AES
	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	30.61	30.89	30.48	0.071	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	32.45	32.73	32.31	0.074	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	17.03	17.18	16.94	0.038	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	8.527	8.603	8.491	0.020	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#3		bar(g)	3.778	3.819	3.759	0.010	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#2		bar(g)	0.711	0.725	0.704	0.003	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#1		bar(g)	-0.593	-0.590	-0.595	0.001	AES
	Condenser Pressure		bar(a)	0.037	0.037	0.036	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill A		°C	72.49	72.90	72.26	0.096	AES
	Temperature Coal Air Mill B		°C	75.19	75.90	74.64	0.346	AES
	Temperature Coal Air Mill C		°C	76.32	77.48	75.12	0.513	AES
	Temperature Coal Air Mill D		°C	72.24	72.65	71.62	0.247	AES
	Temperature Coal Air Mill E		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Cool Water Temperature Inlet Condenser		°C	12.89	13.12	12.76	0.124	AES
	Cool Water Temperature Outlet Condenser		°C	24.24	24.29	24.17	0.035	AES
	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	235.7	235.8	235.6	0.076	AES
	HP Steam Flow		t/h	520.9	525.0	518.9	0.965	AES
	Inlet Coal, Total Flow		t/h	80.74	81.76	79.71	0.401	AES
	Inlet Coal, Feeder A		t/h	20.22	20.42	19.63	0.114	AES
	Inlet Coal, Feeder B		t/h	20.18	20.74	19.70	0.204	AES
	Inlet Coal, Feeder C		t/h	20.16	20.19	20.14	0.014	AES
	Inlet Coal, Feeder D		t/h	20.15	20.21	20.08	0.034	AES
	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	508.8	512.2	505.4	1.596	AES



**APÉNDICE D4 MEASUREMENT DATA TEST NO.4 (176 MW) /
DATOS DE MEDICIÓN DE LA PRUEBA NO.4
(176 MW)**

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.4 (176.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/27 06:00 hr. - 08:00 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0080	Barometer Pressure		mbar	1.1236	1.1237	1.1234	0.00011	AES
@0081	Ambient Air Temperature		°C	7.454	8.082	6.939	0.374	AES
@0082	Relative Humidity Ambient Air		%	94.09	94.44	93.74	0.166	AES
@0100	HP Feed Water Inlet Boiler Mass Flow		t/h	487.9	498.4	477.3	4.42	AES
@0101	HP Feed Water Inlet Boiler Pressure		bar(g)	162.8	164.9	160.5	0.928	AES
@0102	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	231.2	231.7	230.8	0.269	AES
@0105	HP Spray Water Superheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0106	HP Spray Water Superheated Pressure		bar(g)	164.1	166.2	161.7	1.001	AES
@0107	HP Spray Water Superheated Temperature		°C	45.12	46.59	43.61	0.834	AES
@0110	HP Spray Water Reheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0111	HP Spray Water Reheated Pressure		bar(g)	82.52	83.54	81.29	0.482	AES
@0112	HP Spray Water Reheated Temperature		°C	173.1	173.3	172.9	0.091	AES
@0115	Auxiliary Steam Mass Flow		t/h	3.471	3.535	3.228	0.000	AES
@0116	Auxiliary Steam Pressure		bar(g)	153.4	155.5	151.0	0.960	AES
@0117	Auxiliary Steam Temperature		°C	419.7	423.2	416.4	2.131	AES
@0120	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	27.41	27.73	27.08	0.086	AES
@0121	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#6		°C	324.2	326.2	322.3	1.090	AES
@0123	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#6		°C	201.0	201.5	200.9	0.152	AES
@0126	Drain Temperature High Pressure Heater#6		°C	204.1	204.6	203.7	0.250	AES
@0131	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	147.4	149.6	145.0	0.931	AES
@0132	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	522.5	526.9	517.3	2.101	AES
@0133	Cold ReHeat Pressure Inlet Boiler		bar(g)	27.45	27.78	27.12	0.087	AES
@0134	Cold ReHeat Temperature Inlet Boiler		°C	325.9	331.1	320.8	3.203	AES
@0135	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	26.19	26.50	25.87	0.084	AES
@0136	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	503.6	509.0	499.4	2.042	AES
@0140	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	14.40	14.56	14.23	0.045	AES
@0141	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#5		°C	420.4	422.9	418.5	1.182	AES
@0142-1	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#1		bar(g)	165.8	167.9	163.3	0.946	AES
@0142-2	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#2		bar(g)	165.8	167.9	163.4	0.948	AES
@0142-3	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#3		bar(g)	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0143	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#5		°C	177.3	177.3	177.3	0.002	AES
@0146	Drain Temperature High Pressure Heater#5		°C	181.9	182.1	181.7	0.103	AES
@0148	Cool Water Temperature Inlet Condenser (a)		°C	12.26	12.37	12.16	0.056	AES
@0149	Cool Water Temperature Inlet Condenser (b)		°C	12.22	12.30	12.13	0.046	AES
@0150	Cool Water Temperature Outlet Condenser (a)		°C	19.38	19.54	19.20	0.081	AES
@0151	Cool Water Temperature Outlet Condenser (b)		°C	18.60	18.96	18.33	0.177	AES
@0152	Condenser Pressure		bar(a)	0.031	0.032	0.031	0.000	AES
@0155	HP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	95.89	97.08	94.87	0.307	AES
@0156	IP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	25.90	26.20	25.59	0.085	AES
@0158	Cold ReHeat Pressure Outlet Steam Turbine		bar(a)	3.270	3.309	3.235	0.010	AES
@0159	Cold ReHeat Temperature Outlet Steam Turbine		°C	238.3	241.1	236.1	1.217	AES
@0160	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Mass Flow		t/h	451.9	457.7	445.4	2.810	AES
@0161	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Pressure		bar(g)	24.72	25.09	24.48	0.143	AES
@0162	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Temperature		°C	26.16	26.54	25.92	0.162	AES
@0165	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0167	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Temperature		°C	65.96	72.96	59.89	3.793	AES
@0171	Condensate Inlet Deaerator Boiler Pressure		bar(g)	8.745	8.816	8.660	0.021	AES
@0172	Condensate Inlet Deaerator Temperature		°C	141.5	141.7	141.2	0.205	AES
@0175	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	7.218	7.288	7.136	0.020	AES
@0176	Extraction Steam Temperature High Pressure Deaerator		°C	334.0	336.0	332.6	0.948	AES
@0177	Deaerator Pressure		bar(g)	7.353	7.421	7.274	0.020	AES
@0180	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#1		°C	172.8	173.1	172.5	0.175	AES
@0181	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#2		°C	172.8	172.9	172.6	0.101	AES
@0182	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#3		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0183	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#1		t/h	4.00	5.74	2.56	0.660	AES
@0184	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#2		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.4 (176.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/27 06:00 hr. - 08:00 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0185	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#3		t/h	25.92	26.11	25.60	0.162	AES
@0188	Condensate Pressure Header#2		bar(g)	23.19	23.42	23.05	0.10	AES
@0189	Condensate Temperature Header#2		°C	23.64	23.93	23.39	0.16	AES
@0190	Make Up Water Lime Tank Temperature		°C	39.72	103.15	29.31	24.189	AES
@0191	Water Flow Make Up Water Lime Tank		m3/h	7.023	8.988	4.383	1.024	AES
@0195	Auxiliary Steam Pressure Header#2		bar(g)	7.969	8.013	7.904	0.032	AES
@0196	Auxiliary Steam Temperature Header#2		°C	184.1	196.7	177.3	6.951	AES
@0201	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat A		°C	342.3	343.4	341.9	0.459	AES
@0202	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat B		°C	338.0	338.3	337.7	0.184	AES
@0261	Oxygen (O2) Inlet Air Heater A		vol%	4.467	5.153	3.876	0.365	AES
@0262	Oxygen (O2) Inlet Air Heater B		vol%	3.565	3.845	3.286	0.096	AES
@0300	Cold Primary Air Temperature A		°C	22.80	23.33	22.29	0.352	AES
@0301	Cold Primary Air Temperature B		°C	19.40	20.07	19.11	0.346	AES
@0302	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater A		°C	11.74	12.19	11.33	0.273	AES
@0303	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater B		°C	11.18	11.63	10.75	0.299	AES
@0305	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater A		°C	17.15	24.92	14.15	2.099	AES
@0306	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater B		°C	17.13	24.42	15.49	2.135	AES
@0310	Hot Primary Air Temperature A		°C	291.0	291.2	290.6	0.135	AES
@0311	Hot Primary Air Temperature B		°C	294.9	295.4	293.9	0.299	AES
@0315	Hot Secondary Air Temperature A		°C	295.9	296.1	295.4	0.139	AES
@0316	Hot Secondary Air Temperature B		°C	295.8	296.0	295.3	0.138	AES
@0320	Mass Flow Hot Secondary Air A		t/h	228.0	239.2	220.5	2.993	AES
@0321	Mass Flow Hot Secondary Air B		t/h	223.5	231.3	218.4	2.643	AES
@0325	Inlet Coal, Feeder A		t/h	17.63	17.76	17.32	0.120	AES
@0326	Inlet Coal, Feeder B		t/h	17.65	17.93	16.99	0.193	AES
@0327	Inlet Coal, Feeder C		t/h	17.55	17.76	17.45	0.084	AES
@0328	Inlet Coal, Feeder D		t/h	17.67	17.78	17.46	0.093	AES
@0329	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0330	Mass Flow Primary Air Mill A		t/h	44.39	45.85	41.94	0.686	AES
@0331	Mass Flow Primary Air Mill B		t/h	46.56	47.90	45.28	0.559	AES
@0332	Mass Flow Primary Air Mill C		t/h	45.29	46.87	43.36	0.684	AES
@0333	Mass Flow Primary Air Mill D		t/h	43.76	45.69	41.81	0.824	AES
@0334	Mass Flow Primary Air Mill E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0350	X Position HP Valves		%	44.28	44.48	44.02	0.092	AES
@0351	X Position IP Valves		%	100.0	100.0	99.9	0.027	AES
@0360	Make-Up Water Mass Flow		t/h	14.03	18.3	10.05	2.024	AES
@0500	Consumption Mill A		kW	212.8	217.4	209.8	0.118	AES
@0501	Consumption Mill B		kW	208.2	213.0	205.4	0.154	AES
@0502	Consumption Mill C		kW	205.6	212.4	198.6	0.344	AES
@0503	Consumption Mill D		kW	226.8	235.6	222.2	0.332	AES
@0504	Consumption Mill E		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0505	Consumption Recirculation Pump A		kW	182.9	184.0	182.0	0.069	AES
@0506	Consumption Recirculation Pump B		kW	187.0	187.1	186.8	0.012	AES
@0507	Consumption Recirculation Pump C		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0530	Gross Power Generator (kWh)		kW	176044				AES
@0542	Power Consumption Station SWGR A		kW	11742	11929	11527	94.87	AES
@0543	Power Consumption Station SWGR B		kW	6283	6443	5922	91.41	AES
@0550	Gross Power Generator		kW	175588	177451	173387	663.8	AES
@0551	Voltage Generator		kV	17.88	17.94	17.79	0.051	AES
@0552	Current Generator		kA	5.695	5.818	5.539	0.063	AES
@0554	Speed Generator		rpm	2995.96	3010.42	2982.86	6.076	AES
@0556	Reactive Power Generator		MVar	14.19	22.04	4.24	4.528	AES
@0560	Net Power Unit (kWh)		kW	157490				AES
@0562	Consumption Desalination Plant		kW	406.6				AES
@0563	Consumption Desalination Plant Compressor		kW	505.7				AES
@0571	Generator Excitation Voltage		V	804.6	827.3	775.7	12.687	AES
@0572	Generator Excitation Current		A	203.5	212.1	193.7	4.448	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.4 (176.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/27 06:00 hr. - 08:00 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0203	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat A		°C	119.1	126.4	108.4	5.346	AES
@0204	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat B		°C	129.5	137.5	117.4	5.814	AES
@0265	Oxygen (O2) Outlet Air Heater A		vol%	9.43	12.4	7.80	1.309	AES
@0266	Oxygen (O2) Outlet Air Heater B		vol%	7.67	9.50	6.40	0.868	AES
@0267	Carbon Monoxide Outlet Air Heater A		ppm	120.2	137.0	78.0	5.346	AES
@0268	Carbon Monoxide Outlet Air Heater B		ppm	108.9	127.0	86.0	12.68	AES
	Oxygen (O2) Outlet Stack		Vol%	8.06	8.29	7.73	0.089	AES
	Carbon Dioxide (CO2) Outlet Stack		Vol%	12.0	12.3	11.8	0.080	AES
	Carbon Monoxide (CO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	4.430	5.002	4.035	0.232	AES
	Nitrogen Monoxide (NO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	363.3	393.2	329.9	9.960	AES
	Sulphur Dioxide (SO2) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	339.2	364.2	322.1	8.033	AES
	Particles (MP) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	0.048	0.29	0.00	0.043	AES
	Gross Power Generator		MW	175.584	177.451	173.387	0.619	AES
	Reactive Power Generator		MVar	14.21	22.04	4.24	4.386	AES
	Speed Generator		rpm	2995.9	3010.4	2982.9	5.993	AES
	Voltage Generator L1-L2		kV	17.81	17.83	17.79	0.011	AES
	Voltage Generator L2-L3		kV	17.90	17.92	17.89	0.006	AES
	Voltage Generator L3-L1		kV	17.92	17.94	17.89	0.014	AES
	Power Consumption Station SWGR A		MW	11.74	11.93	11.53	0.088	AES
	Power Consumption Station SWGR B		MW	6.283	6.443	5.922	0.082	AES
	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	523.5	526.9	519.8	1.707	AES
	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	147.5	149.6	145.1	0.951	AES
	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	26.19	26.49	25.88	0.079	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	27.85	28.18	27.53	0.082	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	14.54	14.70	14.37	0.042	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	7.218	7.288	7.136	0.019	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#3		bar(g)	3.096	3.140	3.060	0.011	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#2		bar(g)	0.429	0.472	0.383	0.024	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#1		bar(g)	-0.641	-0.628	-0.651	0.006	AES
	Condenser Pressure		bar(a)	0.031	0.032	0.031	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill A		°C	69.47	69.55	69.43	0.027	AES
	Temperature Coal Air Mill B		°C	75.06	76.73	74.14	0.627	AES
	Temperature Coal Air Mill C		°C	75.42	75.95	74.76	0.249	AES
	Temperature Coal Air Mill D		°C	69.91	70.37	69.50	0.171	AES
	Temperature Coal Air Mill E		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Cool Water Temperature Inlet Condenser		°C	12.26	12.37	12.16	0.056	AES
	Cool Water Temperature Outlet Condenser		°C	23.54	23.60	23.46	0.041	AES
	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	228.5	228.7	228.3	0.049	AES
	HP Steam Flow		t/h	448.8	454.3	444.1	1.328	AES
	Inlet Coal, Total Flow		t/h	70.33	71.66	69.32	0.365	AES
	Inlet Coal, Feeder A		t/h	17.63	17.76	17.32	0.120	AES
	Inlet Coal, Feeder B		t/h	17.65	17.93	16.99	0.186	AES
	Inlet Coal, Feeder C		t/h	17.54	17.76	17.45	0.088	AES
	Inlet Coal, Feeder D		t/h	17.67	17.78	17.46	0.092	AES
	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	503.1	507.0	499.5	1.809	AES



**APÉNDICE D5 MEASUREMENT DATA TEST NO.5 (146 MW) /
DATOS DE MEDICIÓN DE LA PRUEBA NO.5
(146 MW)**

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.5 (146.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/30 03:15 hr. - 05:15 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0080	Barometer Pressure		mbar	1.1200	1.1201	1.1199	0.00005	AES
@0081	Ambient Air Temperature		°C	10.731	11.157	10.418	0.213	AES
@0082	Relative Humidity Ambient Air		%	94.79	95.06	94.46	0.179	AES
@0100	HP Feed Water Inlet Boiler Mass Flow		t/h	399.2	408.6	388.2	4.01	AES
@0101	HP Feed Water Inlet Boiler Pressure		bar(g)	152.7	154.8	150.0	1.092	AES
@0102	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	222.9	223.2	222.6	0.174	AES
@0105	HP Spray Water Superheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0106	HP Spray Water Superheated Pressure		bar(g)	153.6	155.6	150.8	1.148	AES
@0107	HP Spray Water Superheated Temperature		°C	39.92	41.38	38.40	0.889	AES
@0110	HP Spray Water Reheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0111	HP Spray Water Reheated Pressure		bar(g)	76.72	77.74	75.39	0.558	AES
@0112	HP Spray Water Reheated Temperature		°C	165.8	166.3	165.3	0.282	AES
@0115	Auxiliary Steam Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0116	Auxiliary Steam Pressure		bar(g)	143.4	145.1	141.0	1.034	AES
@0117	Auxiliary Steam Temperature		°C	411.0	415.0	407.8	2.125	AES
@0120	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	22.84	23.04	22.63	0.054	AES
@0121	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#6		°C	328.7	330.4	327.0	0.985	AES
@0123	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#6		°C	193.9	194.3	193.8	0.145	AES
@0126	Drain Temperature High Pressure Heater#6		°C	196.1	196.4	196.0	0.070	AES
@0131	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	139.0	140.9	136.6	1.021	AES
@0132	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	529.4	533.9	525.7	1.782	AES
@0133	Cold ReHeat Pressure Inlet Boiler		bar(g)	22.84	23.04	22.61	0.059	AES
@0134	Cold ReHeat Temperature Inlet Boiler		°C	330.7	335.5	325.8	3.132	AES
@0135	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	21.78	21.98	21.56	0.057	AES
@0136	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	509.9	515.2	507.0	1.735	AES
@0140	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	11.91	12.02	11.81	0.029	AES
@0141	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#5		°C	425.1	426.7	423.7	0.739	AES
@0142-1	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#1		bar(g)	155.2	157.2	152.4	1.097	AES
@0142-2	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#2		bar(g)	155.2	157.3	152.5	1.098	AES
@0142-3	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#3		bar(g)	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0143	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#5		°C	170.0	170.0	169.9	0.022	AES
@0146	Drain Temperature High Pressure Heater#5		°C	173.7	173.8	173.6	0.044	AES
@0148	Cool Water Temperature Inlet Condenser (a)		°C	12.47	12.62	12.40	0.059	AES
@0149	Cool Water Temperature Inlet Condenser (b)		°C	12.35	12.49	12.27	0.074	AES
@0150	Cool Water Temperature Outlet Condenser (a)		°C	19.42	19.62	19.31	0.093	AES
@0151	Cool Water Temperature Outlet Condenser (b)		°C	18.36	18.57	18.16	0.138	AES
@0152	Condenser Pressure		bar(a)	0.028	0.028	0.028	0.000	AES
@0155	HP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	80.07	80.74	79.41	0.195	AES
@0156	IP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	21.58	21.78	21.39	0.052	AES
@0158	Cold ReHeat Pressure Outlet Steam Turbine		bar(a)	2.588	2.608	2.571	0.006	AES
@0159	Cold ReHeat Temperature Outlet Steam Turbine		°C	245.4	250.8	242.7	2.479	AES
@0160	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Mass Flow		t/h	375.8	381.8	369.3	2.782	AES
@0161	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Pressure		bar(g)	26.75	26.90	26.51	0.087	AES
@0162	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Temperature		°C	26.03	26.16	25.89	0.087	AES
@0165	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0167	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Temperature		°C	27.17	28.05	26.32	0.507	AES
@0171	Condensate Inlet Deaerator Boiler Pressure		bar(g)	7.402	7.453	7.347	0.016	AES
@0172	Condensate Inlet Deaerator Temperature		°C	134.8	135.1	134.6	0.126	AES
@0175	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	5.883	5.931	5.829	0.015	AES
@0176	Extraction Steam Temperature High Pressure Deaerator		°C	338.8	340.1	337.5	0.628	AES
@0177	Deaerator Pressure		bar(g)	6.038	6.086	5.990	0.015	AES
@0180	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#1		°C	0.000	0.000	0.000	0.000	AES
@0181	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#2		°C	165.6	165.8	165.6	0.072	AES
@0182	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#3		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0183	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#1		t/h	3.67	5.54	1.99	0.774	AES
@0184	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#2		t/h	0.000	0.000	0.000	0.000	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.5 (146.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/30 03:15 hr. - 05:15 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0185	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#3		t/h	24.78	27.05	23.87	0.787	AES
@0188	Condensate Pressure Header#2		bar(g)	25.14	25.27	25.06	0.06	AES
@0189	Condensate Temperature Header#2		°C	23.14	23.20	23.12	0.02	AES
@0190	Make Up Water Lime Tank Temperature		°C	33.90	77.28	32.47	4.750	AES
@0191	Water Flow Make Up Water Lime Tank		m3/h	9.470	10.33	8.067	0.371	AES
@0195	Auxiliary Steam Pressure Header#2		bar(g)	7.939	8.089	7.793	0.047	AES
@0196	Auxiliary Steam Temperature Header#2		°C	185.0	197.9	177.3	7.546	AES
@0201	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat A		°C	322.5	324.7	322.1	0.595	AES
@0202	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat B		°C	326.9	327.6	326.5	0.421	AES
@0261	Oxygen (O2) Inlet Air Heater A		vol%	3.596	4.100	3.099	0.330	AES
@0262	Oxygen (O2) Inlet Air Heater B		vol%	3.504	3.701	3.338	0.062	AES
@0300	Cold Primary Air Temperature A		°C	25.91	26.50	25.66	0.232	AES
@0301	Cold Primary Air Temperature B		°C	22.52	23.29	22.21	0.310	AES
@0302	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater A		°C	16.15	16.53	15.91	0.179	AES
@0303	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater B		°C	15.57	16.09	15.37	0.198	AES
@0305	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater A		°C	21.99	27.31	19.18	1.725	AES
@0306	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater B		°C	22.40	28.82	20.20	1.938	AES
@0310	Hot Primary Air Temperature A		°C	281.8	283.0	280.2	0.804	AES
@0311	Hot Primary Air Temperature B		°C	290.8	292.6	288.1	1.210	AES
@0315	Hot Secondary Air Temperature A		°C	284.8	285.8	283.1	0.737	AES
@0316	Hot Secondary Air Temperature B		°C	291.0	292.7	288.8	1.089	AES
@0320	Mass Flow Hot Secondary Air A		t/h	167.4	175.7	158.0	3.688	AES
@0321	Mass Flow Hot Secondary Air B		t/h	168.0	173.9	159.9	2.674	AES
@0325	Inlet Coal, Feeder A		t/h	14.81	15.27	14.03	0.131	AES
@0326	Inlet Coal, Feeder B		t/h	14.74	15.34	14.15	0.175	AES
@0327	Inlet Coal, Feeder C		t/h	14.74	14.86	14.63	0.060	AES
@0328	Inlet Coal, Feeder D		t/h	14.70	14.77	14.67	0.030	AES
@0329	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0330	Mass Flow Primary Air Mill A		t/h	43.06	44.54	40.98	0.651	AES
@0331	Mass Flow Primary Air Mill B		t/h	42.57	43.86	40.90	0.557	AES
@0332	Mass Flow Primary Air Mill C		t/h	43.58	44.73	42.25	0.519	AES
@0333	Mass Flow Primary Air Mill D		t/h	43.65	45.35	41.71	0.000	AES
@0334	Mass Flow Primary Air Mill E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.007	AES
@0350	X Position HP Valves		%	41.56	41.81	41.43	0.057	AES
@0351	X Position IP Valves		%	100.0	100.0	99.9	0.031	AES
@0360	Make-Up Water Mass Flow		t/h	10.46	15.2	0.42	2.363	AES
@0500	Consumption Mill A		kW	202.8	206.5	200.0	0.124	AES
@0501	Consumption Mill B		kW	198.4	202.8	194.7	0.224	AES
@0502	Consumption Mill C		kW	198.3	205.1	191.8	0.322	AES
@0503	Consumption Mill D		kW	214.3	221.0	208.7	0.225	AES
@0504	Consumption Mill E		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0505	Consumption Recirculation Pump A		kW	185.0	185.5	184.0	0.050	AES
@0506	Consumption Recirculation Pump B		kW	188.5	188.9	187.8	0.030	AES
@0507	Consumption Recirculation Pump C		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0530	Gross Power Generator (kWh)		kW	146130				AES
@0542	Power Consumption Station SWGR A		kW	10360	10527	10157	74.31	AES
@0543	Power Consumption Station SWGR B		kW	6195	6358	5924	97.43	AES
@0550	Gross Power Generator		kW	145633	147275	144145	521.7	AES
@0551	Voltage Generator		kV	17.88	17.92	17.81	0.044	AES
@0552	Current Generator		kA	4.711	4.816	4.600	0.053	AES
@0554	Speed Generator		rpm	2998.14	3004.13	2991.55	2.864	AES
@0556	Reactive Power Generator		MVar	4.60	8.12	-0.04	1.449	AES
@0560	Net Power Unit (kWh)		kW	129117				AES
@0562	Consumption Desalination Plant		kW	421.2				AES
@0563	Consumption Desalination Plant Compressor		kW	507.1				AES
@0571	Generator Excitation Voltage		V	714.7	725.3	698.6	4.280	AES
@0572	Generator Excitation Current		A	179.9	186.2	175.5	2.218	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.5 (146.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/30 03:15 hr. - 05:15 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0203	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat A		°C	120.4	126.5	111.2	4.976	AES
@0204	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat B		°C	135.2	141.7	124.1	5.695	AES
@0265	Oxygen (O2) Outlet Air Heater A		vol%	9.44	12.70	6.90	1.551	AES
@0266	Oxygen (O2) Outlet Air Heater B		vol%	8.09	9.70	7.10	0.685	AES
@0267	Carbon Monoxide Outlet Air Heater A		ppm	122.4	139.0	85.0	4.976	AES
@0268	Carbon Monoxide Outlet Air Heater B		ppm	108.8	124.0	87.0	9.470	AES
	Oxygen (O2) Outlet Stack		Vol%	8.101	8.31	7.86	0.073	AES
	Carbon Dioxide (CO2) Outlet Stack		Vol%	12.02	12.23	11.83	0.066	AES
	Carbon Monoxide (CO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	6.150	6.52	5.84	0.169	AES
	Nitrogen Monoxide (NO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	340.2	358.8	320.2	7.166	AES
	Sulphur Dioxide (SO2) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	223.9	238.9	207.1	6.56	AES
	Particles (MP) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	0.008	0.07	0.00	0.014	AES
	Gross Power Generator		MW	145.626	147.275	144.145	0.482	AES
	Reactive Power Generator		MVar	4.61	8.12	-0.04	1.346	AES
	Speed Generator		rpm	2998.1	3004.1	2991.6	2.822	AES
	Voltage Generator L1-L2		kV	17.82	17.82	17.81	0.002	AES
	Voltage Generator L2-L3		kV	17.90	17.90	17.90	0.001	AES
	Voltage Generator L3-L1		kV	17.92	17.92	17.92	0.002	AES
	Power Consumption Station SWGR A		MW	10.36	10.53	10.16	0.066	AES
	Power Consumption Station SWGR B		MW	6.195	6.358	5.924	0.084	AES
	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	530.4	534.0	528.0	1.375	AES
	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	139.1	140.9	136.7	1.060	AES
	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	21.77	21.97	21.56	0.050	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	23.25	23.45	23.02	0.053	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	12.04	12.15	11.93	0.027	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	5.882	5.931	5.829	0.014	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#3		bar(g)	2.402	2.427	2.381	0.007	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#2		bar(g)	0.104	0.114	0.097	0.003	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#1		bar(g)	-0.670	-0.668	-0.671	0.001	AES
	Condenser Pressure		bar(a)	0.028	0.028	0.028	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill A		°C	70.92	71.45	70.09	0.369	AES
	Temperature Coal Air Mill B		°C	75.16	75.92	74.77	0.261	AES
	Temperature Coal Air Mill C		°C	76.77	77.26	76.45	0.206	AES
	Temperature Coal Air Mill D		°C	72.19	72.66	71.68	0.257	AES
	Temperature Coal Air Mill E		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Cool Water Temperature Inlet Condenser		°C	12.47	12.62	12.40	0.058	AES
	Cool Water Temperature Outlet Condenser		°C	24.26	24.29	24.14	0.036	AES
	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	224.1	224.5	223.7	0.136	AES
	HP Steam Flow		t/h	375.3	378.4	372.2	0.883	AES
	Inlet Coal, Total Flow		t/h	58.90	59.67	58.16	0.333	AES
	Inlet Coal, Feeder A		t/h	14.81	15.27	14.03	0.124	AES
	Inlet Coal, Feeder B		t/h	14.74	15.34	14.15	0.170	AES
	Inlet Coal, Feeder C		t/h	14.74	14.86	14.63	0.059	AES
	Inlet Coal, Feeder D		t/h	14.70	14.77	14.67	0.030	AES
	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	509.3	513.3	507.0	1.488	AES



**APÉNDICE D6 MEASUREMENT DATA TEST NO.6 (115 MW) /
DATOS DE MEDICIÓN DE LA PRUEBA NO.6
(115 MW)**

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.6 (115.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/28 05:30 hr. - 07:30 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0080	Barometer Pressure		mbar	1.1246	1.1251	1.1242	0.00025	AES
@0081	Ambient Air Temperature		°C	7.961	8.523	7.411	0.331	AES
@0082	Relative Humidity Ambient Air		%	93.97	94.33	93.47	0.211	AES
@0100	HP Feed Water Inlet Boiler Mass Flow		t/h	326.3	338.3	319.2	4.06	AES
@0101	HP Feed Water Inlet Boiler Pressure		bar(g)	142.6	143.8	140.8	0.557	AES
@0102	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	211.5	211.6	211.3	0.097	AES
@0105	HP Spray Water Superheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0106	HP Spray Water Superheated Pressure		bar(g)	143.1	144.3	141.4	0.553	AES
@0107	HP Spray Water Superheated Temperature		°C	48.07	50.77	45.65	1.493	AES
@0110	HP Spray Water Reheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0111	HP Spray Water Reheated Pressure		bar(g)	71.02	71.55	70.18	0.264	AES
@0112	HP Spray Water Reheated Temperature		°C	157.6	157.7	157.4	0.101	AES
@0115	Auxiliary Steam Mass Flow		t/h	1.573	1.737	1.285	0.000	AES
@0116	Auxiliary Steam Pressure		bar(g)	133.4	134.4	132.4	0.474	AES
@0117	Auxiliary Steam Temperature		°C	404.0	407.1	401.2	1.930	AES
@0120	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	18.17	18.26	18.08	0.033	AES
@0121	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#6		°C	302.7	304.5	301.5	1.011	AES
@0123	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#6		°C	184.3	184.4	184.1	0.081	AES
@0126	Drain Temperature High Pressure Heater#6		°C	186.0	186.0	186.0	0.008	AES
@0131	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	130.1	131.2	129.1	0.448	AES
@0132	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	504.0	507.9	500.5	1.780	AES
@0133	Cold ReHeat Pressure Inlet Boiler		bar(g)	18.13	18.22	18.04	0.032	AES
@0134	Cold ReHeat Temperature Inlet Boiler		°C	304.7	309.2	300.6	2.973	AES
@0135	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	17.28	17.36	17.19	0.031	AES
@0136	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	474.2	477.5	471.4	1.206	AES
@0140	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	9.412	9.460	9.364	0.018	AES
@0141	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#5		°C	391.1	393.1	389.8	0.959	AES
@0142-1	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#1		bar(g)	144.8	146.0	143.1	0.549	AES
@0142-2	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#2		bar(g)	144.8	146.0	143.1	0.546	AES
@0142-3	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#3		bar(g)	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0143	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#5		°C	161.6	161.7	161.5	0.050	AES
@0146	Drain Temperature High Pressure Heater#5		°C	164.6	164.6	164.5	0.029	AES
@0148	Cool Water Temperature Inlet Condenser (a)		°C	12.29	12.32	12.22	0.024	AES
@0149	Cool Water Temperature Inlet Condenser (b)		°C	12.21	12.27	12.16	0.021	AES
@0150	Cool Water Temperature Outlet Condenser (a)		°C	18.66	18.74	18.55	0.040	AES
@0151	Cool Water Temperature Outlet Condenser (b)		°C	17.73	17.82	17.48	0.074	AES
@0152	Condenser Pressure		bar(a)	0.025	0.025	0.025	0.000	AES
@0155	HP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	64.49	64.79	64.12	0.130	AES
@0156	IP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	17.21	17.29	17.13	0.035	AES
@0158	Cold ReHeat Pressure Outlet Steam Turbine		bar(a)	1.981	1.992	1.970	0.004	AES
@0159	Cold ReHeat Temperature Outlet Steam Turbine		°C	220.2	221.8	218.7	0.856	AES
@0160	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Mass Flow		t/h	313.2	318.5	306.6	2.452	AES
@0161	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Pressure		bar(g)	28.03	28.20	27.74	0.111	AES
@0162	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Temperature		°C	25.17	25.27	25.03	0.060	AES
@0165	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0167	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Temperature		°C	72.29	80.68	64.88	4.549	AES
@0171	Condensate Inlet Deaerator Boiler Pressure		bar(g)	6.092	6.118	6.062	0.010	AES
@0172	Condensate Inlet Deaerator Temperature		°C	129.0	129.0	128.8	0.043	AES
@0175	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	4.591	4.614	4.566	0.009	AES
@0176	Extraction Steam Temperature High Pressure Deaerator		°C	311.2	312.7	310.5	0.631	AES
@0177	Deaerator Pressure		bar(g)	4.740	4.764	4.714	0.009	AES
@0180	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#1		°C	157.1	157.1	157.0	0.034	AES
@0181	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#2		°C	157.2	157.2	157.0	0.057	AES
@0182	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#3		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0183	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#1		t/h	4.97	7.09	2.97	0.903	AES
@0184	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#2		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.6 (115.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/28 05:30 hr. - 07:30 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0185	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#3		t/h	27.32	27.69	26.80	0.290	AES
@0188	Condensate Pressure Header#2		bar(g)	26.37	26.44	26.31	0.04	AES
@0189	Condensate Temperature Header#2		°C	21.94	21.99	21.76	0.05	AES
@0190	Make Up Water Lime Tank Temperature		°C	71.91	103.15	29.64	35.955	AES
@0191	Water Flow Make Up Water Lime Tank		m3/h	6.586	8.14	5.105	1.254	AES
@0195	Auxiliary Steam Pressure Header#2		bar(g)	7.974	8.015	7.813	0.053	AES
@0196	Auxiliary Steam Temperature Header#2		°C	185.1	193.3	177.8	7.192	AES
@0201	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat A		°C	297.1	298.4	295.6	0.911	AES
@0202	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat B		°C	305.0	306.3	303.4	0.835	AES
@0261	Oxygen (O2) Inlet Air Heater A		vol%	4.996	5.731	4.317	0.421	AES
@0262	Oxygen (O2) Inlet Air Heater B		vol%	4.744	5.142	4.362	0.164	AES
@0300	Cold Primary Air Temperature A		°C	23.56	24.00	23.38	0.183	AES
@0301	Cold Primary Air Temperature B		°C	20.85	21.03	20.63	0.097	AES
@0302	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater A		°C	14.08	14.36	14.00	0.082	AES
@0303	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater B		°C	12.63	13.09	12.39	0.213	AES
@0305	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater A		°C	41.10	46.63	28.21	5.021	AES
@0306	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater B		°C	42.98	50.78	23.92	9.472	AES
@0310	Hot Primary Air Temperature A		°C	259.8	261.1	258.2	0.842	AES
@0311	Hot Primary Air Temperature B		°C	267.8	268.9	266.3	0.758	AES
@0315	Hot Secondary Air Temperature A		°C	262.6	263.9	261.0	0.869	AES
@0316	Hot Secondary Air Temperature B		°C	268.1	269.4	266.7	0.795	AES
@0320	Mass Flow Hot Secondary Air A		t/h	156.2	165.2	148.9	2.756	AES
@0321	Mass Flow Hot Secondary Air B		t/h	156.2	161.8	149.9	1.999	AES
@0325	Inlet Coal, Feeder A		t/h	16.20	16.31	16.07	0.078	AES
@0326	Inlet Coal, Feeder B		t/h	16.19	16.70	15.91	0.158	AES
@0327	Inlet Coal, Feeder C		t/h	16.29	16.37	16.21	0.047	AES
@0328	Inlet Coal, Feeder D		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0329	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0330	Mass Flow Primary Air Mill A		t/h	46.06	47.32	44.30	0.664	AES
@0331	Mass Flow Primary Air Mill B		t/h	45.92	47.73	44.73	0.614	AES
@0332	Mass Flow Primary Air Mill C		t/h	44.50	46.63	41.70	0.978	AES
@0333	Mass Flow Primary Air Mill D		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0334	Mass Flow Primary Air Mill E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0350	X Position HP Valves		%	38.4	38.5	38.2	0.096	AES
@0351	X Position IP Valves		%	100.0	100.0	99.9	0.043	AES
@0360	Make-Up Water Mass Flow		t/h	11.72	14.6	8.71	1.452	AES
@0500	Consumption Mill A		kW	206.78	208.7	205.72	0.113	AES
@0501	Consumption Mill B		kW	205.12	209.4	199.36	0.166	AES
@0502	Consumption Mill C		kW	201.04	207.4	196.36	0.271	AES
@0503	Consumption Mill D		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0504	Consumption Mill E		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0505	Consumption Recirculation Pump A		kW	185.60	186.6	185.20	0.038	AES
@0506	Consumption Recirculation Pump B		kW	189.77	190.4	188.80	0.052	AES
@0507	Consumption Recirculation Pump C		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0530	Gross Power Generator (kWh)		kW	115209				AES
@0542	Power Consumption Station SWGR A		kW	9687	9875	9553	61.41	AES
@0543	Power Consumption Station SWGR B		kW	5744	5922	5470	90.82	AES
@0550	Gross Power Generator		kW	114775	115885	113855	485.2	AES
@0551	Voltage Generator		kV	17.88	17.93	17.81	0.047	AES
@0552	Current Generator		kA	3.736	3.849	3.600	0.061	AES
@0554	Speed Generator		rpm	2996.97	3008.87	2983.95	5.955	AES
@0556	Reactive Power Generator		MVar	13.55	23.57	-3.77	7.031	AES
@0560	Net Power Unit (kWh)		kW	99290				AES
@0562	Consumption Desalination Plant		kW	430.4				AES
@0563	Consumption Desalination Plant Compressor		kW	511.6				AES
@0571	Generator Excitation Voltage		V	670.9	706.2	622.9	20.671	AES
@0572	Generator Excitation Current		A	167.3	177.9	153.7	6.068	AES



Tag	Performance Test Unit Date Time	No.6 (115.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/28 05:30 hr. - 07:30 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0203	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat A		°C	112.5	119.0	103.3	4.815	AES
@0204	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat B		°C	125.5	131.1	121.1	2.983	AES
@0265	Oxygen (O2) Outlet Air Heater A		vol%	10.18	12.70	8.50	1.059	AES
@0266	Oxygen (O2) Outlet Air Heater B		vol%	9.38	11.20	8.50	0.724	AES
@0267	Carbon Monoxide Outlet Air Heater A		ppm	111.3	126.0	78.0	4.815	AES
@0268	Carbon Monoxide Outlet Air Heater B		ppm	104.9	119.0	85.0	9.500	AES
	Oxygen (O2) Outlet Stack		Vol%	9.641	9.90	9.35	0.120	AES
	Carbon Dioxide (CO2) Outlet Stack		Vol%	10.6	10.9	10.4	0.109	AES
	Carbon Monoxide (CO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	5.032	5.66	4.42	0.287	AES
	Nitrogen Monoxide (NO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	391.6	422.1	357.2	13.451	AES
	Sulphur Dioxide (SO2) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	283.4	336.7	227.8	28.01	AES
	Particles (MP) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	0.001	0.07	0.00	0.007	AES
	Gross Power Generator		MW	114.888	115.885	113.855	0.387	AES
	Reactive Power Generator		MVar	9.08	23.57	-3.77	6.927	AES
	Speed Generator		rpm	2998.4	3008.9	2983.9	5.809	AES
	Voltage Generator L1-L2		kV	17.82	17.83	17.81	0.005	AES
	Voltage Generator L2-L3		kV	17.90	17.91	17.90	0.002	AES
	Voltage Generator L3-L1		kV	17.92	17.93	17.92	0.004	AES
	Power Consumption Station SWGR A		MW	9.669	9.875	9.526	0.061	AES
	Power Consumption Station SWGR B		MW	5.741	5.922	5.470	0.091	AES
	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	505.2	507.9	502.8	1.372	AES
	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	130.2	131.2	129.2	0.442	AES
	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	17.28	17.36	17.20	0.025	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	18.55	18.64	18.47	0.027	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	9.530	9.574	9.485	0.014	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	4.590	4.614	4.566	0.007	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#3		bar(g)	1.790	1.804	1.776	0.004	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#2		bar(g)	0.018	0.025	0.015	0.002	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#1		bar(g)	-0.733	-0.732	-0.736	0.001	AES
	Condenser Pressure		bar(a)	0.025	0.025	0.025	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill A		°C	71.56	71.81	71.28	0.170	AES
	Temperature Coal Air Mill B		°C	75.15	75.31	75.00	0.083	AES
	Temperature Coal Air Mill C		°C	76.45	77.90	75.60	0.392	AES
	Temperature Coal Air Mill D		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill E		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Cool Water Temperature Inlet Condenser		°C	12.29	12.32	12.22	0.026	AES
	Cool Water Temperature Outlet Condenser		°C	23.43	23.59	23.38	0.064	AES
	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	208.9	209.0	208.7	0.059	AES
	HP Steam Flow		t/h	302.0	303.4	300.3	0.469	AES
	Inlet Coal, Total Flow		t/h	48.73	49.40	48.08	0.263	AES
	Inlet Coal, Feeder A		t/h	16.19	16.30	16.07	0.067	AES
	Inlet Coal, Feeder B		t/h	16.19	16.70	15.91	0.152	AES
	Inlet Coal, Feeder C		t/h	16.29	16.37	16.21	0.045	AES
	Inlet Coal, Feeder D		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	473.7	476.1	471.4	1.074	AES



**APÉNDICE D7 MEASUREMENT DATA TEST NO.7 (82 MW) /
DATOS DE MEDICIÓN DE LA PRUEBA NO.7
(82 MW)**

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.7 (82.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/29 05:45 hr. - 07:45 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0080	Barometer Pressure		mbar	1.1219	1.1220	1.1219	0.00004	AES
@0081	Ambient Air Temperature		°C	8.355	8.768	7.314	0.319	AES
@0082	Relative Humidity Ambient Air		%	94.58	94.75	94.26	0.130	AES
@0100	HP Feed Water Inlet Boiler Mass Flow		t/h	240.2	251.9	229.1	4.92	AES
@0101	HP Feed Water Inlet Boiler Pressure		bar(g)	131.8	133.0	130.2	0.542	AES
@0102	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	197.3	197.5	197.3	0.073	AES
@0105	HP Spray Water Superheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0106	HP Spray Water Superheated Pressure		bar(g)	132.1	133.5	130.3	0.592	AES
@0107	HP Spray Water Superheated Temperature		°C	48.45	50.82	46.49	1.343	AES
@0110	HP Spray Water Reheated Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0111	HP Spray Water Reheated Pressure		bar(g)	65.18	65.83	64.21	0.291	AES
@0112	HP Spray Water Reheated Temperature		°C	147.1	147.3	147.0	0.078	AES
@0115	Auxiliary Steam Mass Flow		t/h	4.775	4.866	4.700	0.000	AES
@0116	Auxiliary Steam Pressure		bar(g)	122.7	123.7	121.4	0.395	AES
@0117	Auxiliary Steam Temperature		°C	404.1	406.4	400.8	1.920	AES
@0120	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	13.20	13.29	13.17	0.019	AES
@0121	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#6		°C	301.6	302.8	299.3	0.826	AES
@0123	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#6		°C	172.1	172.2	172.0	0.066	AES
@0126	Drain Temperature High Pressure Heater#6		°C	173.3	173.3	173.2	0.010	AES
@0131	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	120.6	121.6	119.3	0.421	AES
@0132	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	504.3	506.7	499.9	1.299	AES
@0133	Cold ReHeat Pressure Inlet Boiler		bar(g)	13.12	13.20	13.08	0.021	AES
@0134	Cold ReHeat Temperature Inlet Boiler		°C	304.2	308.2	298.9	2.972	AES
@0135	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	12.50	12.59	12.45	0.023	AES
@0136	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	477.0	479.2	471.2	1.317	AES
@0140	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	6.737	6.773	6.716	0.010	AES
@0141	Extraction Steam Temperature High Pressure Heater#5		°C	389.9	391.3	384.3	1.901	AES
@0142-1	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#1		bar(g)	133.7	134.9	132.1	0.536	AES
@0142-2	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#2		bar(g)	133.7	134.9	132.1	0.532	AES
@0142-3	HP Feed Water Outlet Deaerator Pressure#3		bar(g)	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0143	Feed Water Inlet Temperature High Pressure Heater#5		°C	151.0	151.1	150.8	0.105	AES
@0146	Drain Temperature High Pressure Heater#5		°C	152.6	152.8	152.4	0.087	AES
@0148	Cool Water Temperature Inlet Condenser (a)		°C	12.15	12.16	12.13	0.008	AES
@0149	Cool Water Temperature Inlet Condenser (b)		°C	12.11	12.19	12.07	0.027	AES
@0150	Cool Water Temperature Outlet Condenser (a)		°C	18.25	18.27	18.24	0.010	AES
@0151	Cool Water Temperature Outlet Condenser (b)		°C	17.11	17.21	16.93	0.078	AES
@0152	Condenser Pressure		bar(a)	0.023	0.023	0.023	0.000	AES
@0155	HP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	46.56	46.88	46.44	0.120	AES
@0156	IP Steam Pressure Turbine First Stage		bar(g)	12.51	12.60	12.49	0.029	AES
@0158	Cold ReHeat Pressure Outlet Steam Turbine		bar(a)	1.267	1.276	1.262	0.004	AES
@0159	Cold ReHeat Temperature Outlet Steam Turbine		°C	223.1	224.1	217.8	1.279	AES
@0160	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Mass Flow		t/h	238.2	240.8	235.2	0.988	AES
@0161	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Pressure		bar(g)	29.24	29.40	29.13	0.057	AES
@0162	Cold Cond. Inlet Low Pressure Heater# 1 Temperature		°C	25.82	25.87	25.67	0.039	AES
@0165	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Mass Flow		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0167	Drain Cond. Low Pressure Heater# 2 Temperature		°C	73.01	79.15	69.31	3.225	AES
@0171	Condensate Inlet Deaerator Boiler Pressure		bar(g)	4.690	4.713	4.676	0.006	AES
@0172	Condensate Inlet Deaerator Temperature		°C	119.1	119.1	119.0	0.019	AES
@0175	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	3.181	3.201	3.170	0.005	AES
@0176	Extraction Steam Temperature High Pressure Deaerator		°C	312.5	313.8	310.3	1.094	AES
@0177	Deaerator Pressure		bar(g)	3.349	3.372	3.337	0.005	AES
@0180	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#1		°C	146.0	146.2	145.9	0.090	AES
@0181	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#2		°C	146.1	146.4	145.9	0.120	AES
@0182	Feed Water Outlet Temperature Deaerator#3		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0183	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#1		t/h	7.95	14.16	4.38	1.637	AES
@0184	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#2		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES

Tag	Performance Test Unit Date Time	No.7 (82.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/29 05:45 hr. - 07:45 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0185	Mass Flow Recirculation Feed Water Pump#3		t/h	27.64	27.86	27.29	0.163	AES
@0188	Condensate Pressure Header#2		bar(g)	27.38	27.53	27.30	0.06	AES
@0189	Condensate Temperature Header#2		°C	21.55	21.57	21.52	0.01	AES
@0190	Make Up Water Lime Tank Temperature		°C	103.15	103.16	103.15	0.003	AES
@0191	Water Flow Make Up Water Lime Tank		m3/h	5.87	6.03	5.198	0.218	AES
@0195	Auxiliary Steam Pressure Header#2		bar(g)	8.022	8.042	8.010	0.005	AES
@0196	Auxiliary Steam Temperature Header#2		°C	186.4	195.3	177.7	8.744	AES
@0201	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat A		°C	281.2	282.4	279.9	0.732	AES
@0202	Exhaust Temperature Inlet Gas Air Heater Heat B		°C	282.3	283.7	281.2	0.776	AES
@0261	Oxygen (O2) Inlet Air Heater A		vol%	6.079	6.809	5.365	0.473	AES
@0262	Oxygen (O2) Inlet Air Heater B		vol%	6.446	6.712	6.168	0.111	AES
@0300	Cold Primary Air Temperature A		°C	25.10	25.31	24.95	0.107	AES
@0301	Cold Primary Air Temperature B		°C	23.16	23.25	23.12	0.033	AES
@0302	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater A		°C	15.83	15.98	15.58	0.112	AES
@0303	Cold Secondary Air Temperature Inlet Air Pre Heater B		°C	14.41	14.52	14.35	0.050	AES
@0305	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater A		°C	70.98	74.49	67.22	2.915	AES
@0306	Cold Secondary Air Temperature Outlet Air Pre Heater B		°C	64.35	70.56	52.47	7.592	AES
@0310	Hot Primary Air Temperature A		°C	245.1	245.9	244.5	0.397	AES
@0311	Hot Primary Air Temperature B		°C	247.3	247.9	247.1	0.215	AES
@0315	Hot Secondary Air Temperature A		°C	247.5	248.3	247.0	0.413	AES
@0316	Hot Secondary Air Temperature B		°C	248.5	249.3	247.6	0.495	AES
@0320	Mass Flow Hot Secondary Air A		t/h	138.5	150.4	126.3	3.609	AES
@0321	Mass Flow Hot Secondary Air B		t/h	136.1	141.7	126.0	2.493	AES
@0325	Inlet Coal, Feeder A		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0326	Inlet Coal, Feeder B		t/h	18.47	18.98	17.96	0.248	AES
@0327	Inlet Coal, Feeder C		t/h	18.46	18.59	18.32	0.074	AES
@0328	Inlet Coal, Feeder D		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0329	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0330	Mass Flow Primary Air Mill A		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0331	Mass Flow Primary Air Mill B		t/h	44.39	45.88	43.18	0.590	AES
@0332	Mass Flow Primary Air Mill C		t/h	45.59	47.13	43.39	0.658	AES
@0333	Mass Flow Primary Air Mill D		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0334	Mass Flow Primary Air Mill E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0350	X Position HP Valves		%	34.08	34.88	33.35	0.697	AES
@0351	X Position IP Valves		%	100.0	100.0	99.9	0.048	AES
@0360	Make-Up Water Mass Flow		t/h	9.829	21.439	0.01	3.961	AES
@0500	Consumption Mill A		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0501	Consumption Mill B		kW	211.6	215.6	208.7	0.141	AES
@0502	Consumption Mill C		kW	208.4	217.5	202.4	0.346	AES
@0503	Consumption Mill D		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0504	Consumption Mill E		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0505	Consumption Recirculation Pump A		kW	188.4	188.8	187.3	0.044	AES
@0506	Consumption Recirculation Pump B		kW	191.4	191.7	191.1	0.017	AES
@0507	Consumption Recirculation Pump C		kW	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
@0530	Gross Power Generator (kWh)		kW	82258				AES
@0542	Power Consumption Station SWGR A		kW	8709	8996	8601	70.90	AES
@0543	Power Consumption Station SWGR B		kW	5457	5614	5212	85.28	AES
@0550	Gross Power Generator		kW	81926	82829	80797	415.9	AES
@0551	Voltage Generator		kV	17.88	17.93	17.81	0.047	AES
@0552	Current Generator		kA	2.691	2.787	2.521	0.060	AES
@0554	Speed Generator		rpm	3001.27	3009.26	2996.46	2.802	AES
@0556	Reactive Power Generator		MVar	14.25	21.80	5.35	3.976	AES
@0560	Net Power Unit (kWh)		kW	67580				AES
@0562	Consumption Desalination Plant		kW	413.7				AES
@0563	Consumption Desalination Plant Compressor		kW	509.0				AES
@0571	Generator Excitation Voltage		V	620.1	642.3	590.3	12.367	AES
@0572	Generator Excitation Current		A	152.8	159.0	145.0	3.312	AES

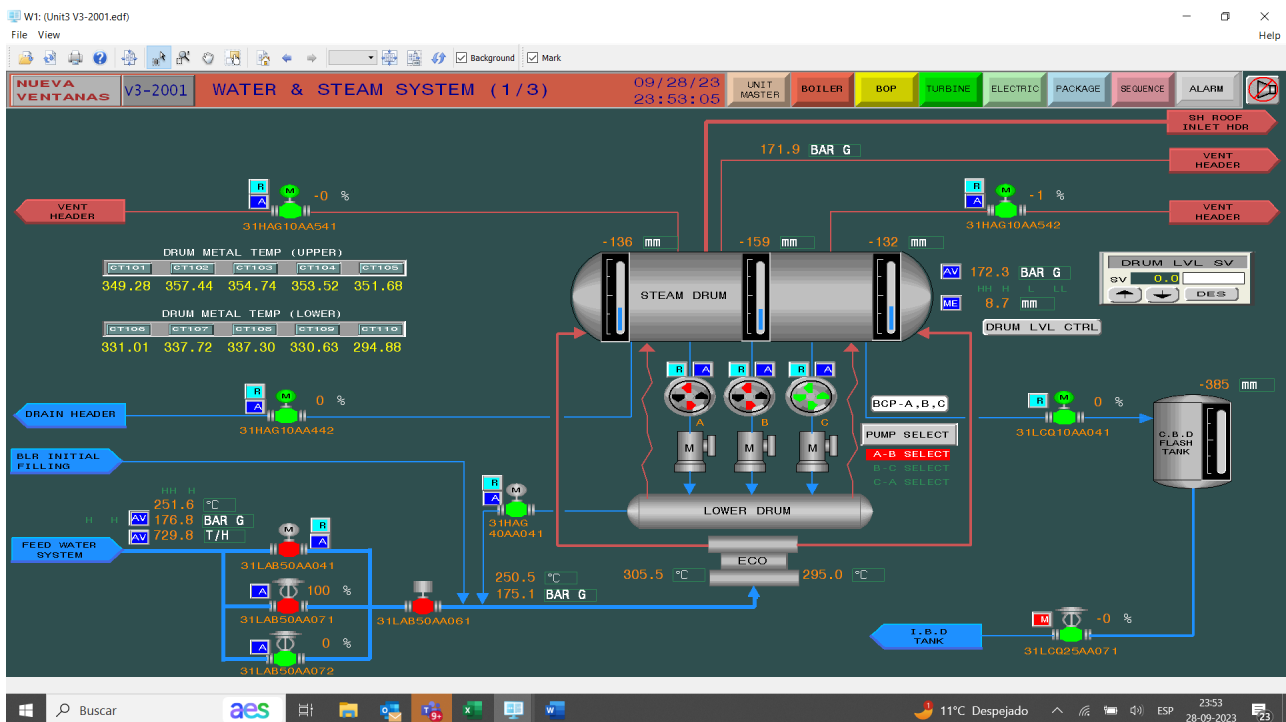
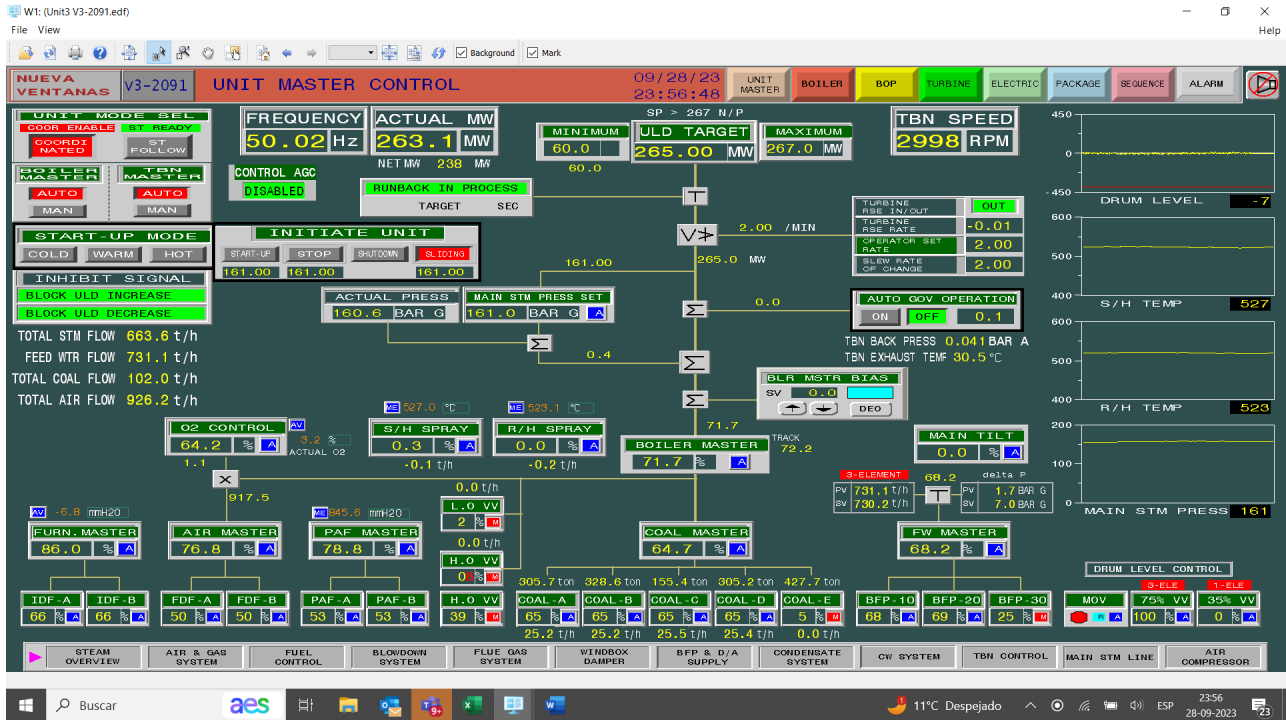
Tag	Performance Test Unit Date Time	No.7 (82.0 MW) Ventanas Unit#3 2023/09/29 05:45 hr. - 07:45 hr.	Unit	Average	Max	Min	Std	Origin
@0203	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat A		°C	111.6	116.9	103.1	4.186	AES
@0204	Exhaust Temperature Outlet Gas Air Heater Heat B		°C	117.5	129.9	108.6	5.672	AES
@0265	Oxygen (O2) Outlet Air Heater A		vol%	11.73	14.10	9.50	1.204	AES
@0266	Oxygen (O2) Outlet Air Heater B		vol%	11.29	13.00	9.80	0.892	AES
@0267	Carbon Monoxide Outlet Air Heater A		ppm	108.2	125.0	67.0	4.186	AES
@0268	Carbon Monoxide Outlet Air Heater B		ppm	99.0	119.0	78.0	11.923	AES
	Oxygen (O2) Outlet Stack		Vol%	11.032	11.23	10.75	0.076	AES
	Carbon Dioxide (CO2) Outlet Stack		Vol%	9.4	9.6	9.2	0.069	AES
	Carbon Monoxide (CO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	7.751	8.56	6.66	0.464	AES
	Nitrogen Monoxide (NO) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	421.5	443.5	383.7	9.347	AES
	Sulphur Dioxide (SO2) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	260.0	319.7	235.5	23.23	AES
	Particles (MP) Outlet Stack @ref O2		mg/Nm³	0.001	0.03	0.00	0.005	AES
	Gross Power Generator		MW	81.923	82.829	80.797	0.362	AES
	Reactive Power Generator		MVar	14.26	21.80	5.35	3.869	AES
	Speed Generator		rpm	3001.3	3009.3	2996.5	2.629	AES
	Voltage Generator L1-L2		kV	17.82	17.82	17.81	0.003	AES
	Voltage Generator L2-L3		kV	17.90	17.90	17.90	0.001	AES
	Voltage Generator L3-L1		kV	17.93	17.93	17.93	0.002	AES
	Power Consumption Station SWGR A		MW	8.709	8.996	8.601	0.063	AES
	Power Consumption Station SWGR B		MW	5.457	5.614	5.212	0.073	AES
	HP Steam Pressure Outlet Boiler		bar(g)	505.2	506.7	501.7	0.813	AES
	HP Steam Temperature Outlet Boiler		°C	120.7	121.6	119.4	0.386	AES
	Hot ReHeat Pressure Outlet Boiler		bar(g)	12.50	12.57	12.47	0.016	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#6		bar(g)	13.55	13.63	13.52	0.017	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Heater#5		bar(g)	6.841	6.878	6.821	0.009	AES
	Extraction Steam Pressure High Pressure Deaerator		bar(g)	3.181	3.201	3.170	0.005	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#3		bar(g)	1.060	1.071	1.054	0.003	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#2		bar(g)	-0.278	-0.275	-0.281	0.001	AES
	Extraction Steam Pressure Low Pressure Heater#1		bar(g)	-0.774	-0.773	-0.775	0.001	AES
	Condenser Pressure		bar(a)	0.023	0.023	0.023	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill A		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill B		°C	74.19	75.17	73.84	0.266	AES
	Temperature Coal Air Mill C		°C	72.82	73.31	72.12	0.336	AES
	Temperature Coal Air Mill D		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Temperature Coal Air Mill E		°C	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Cool Water Temperature Inlet Condenser		°C	12.15	12.16	12.13	0.008	AES
	Cool Water Temperature Outlet Condenser		°C	21.62	21.86	21.39	0.150	AES
	HP Feed Water Inlet Boiler Temperature		°C	198.5	198.6	198.4	0.073	AES
	HP Steam Flow		t/h	217.9	219.3	217.3	0.478	AES
	Inlet Coal, Total Flow		t/h	36.85	37.25	36.37	0.205	AES
	Inlet Coal, Feeder A		t/h	0.0	0.0	0.0	0.001	AES
	Inlet Coal, Feeder B		t/h	18.47	18.99	17.96	0.238	AES
	Inlet Coal, Feeder C		t/h	18.46	18.59	18.32	0.074	AES
	Inlet Coal, Feeder D		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Inlet Coal, Feeder E		t/h	0.0	0.0	0.0	0.000	AES
	Hot ReHeat Temperature Outlet Boiler		°C	476.5	477.7	471.3	0.974	AES

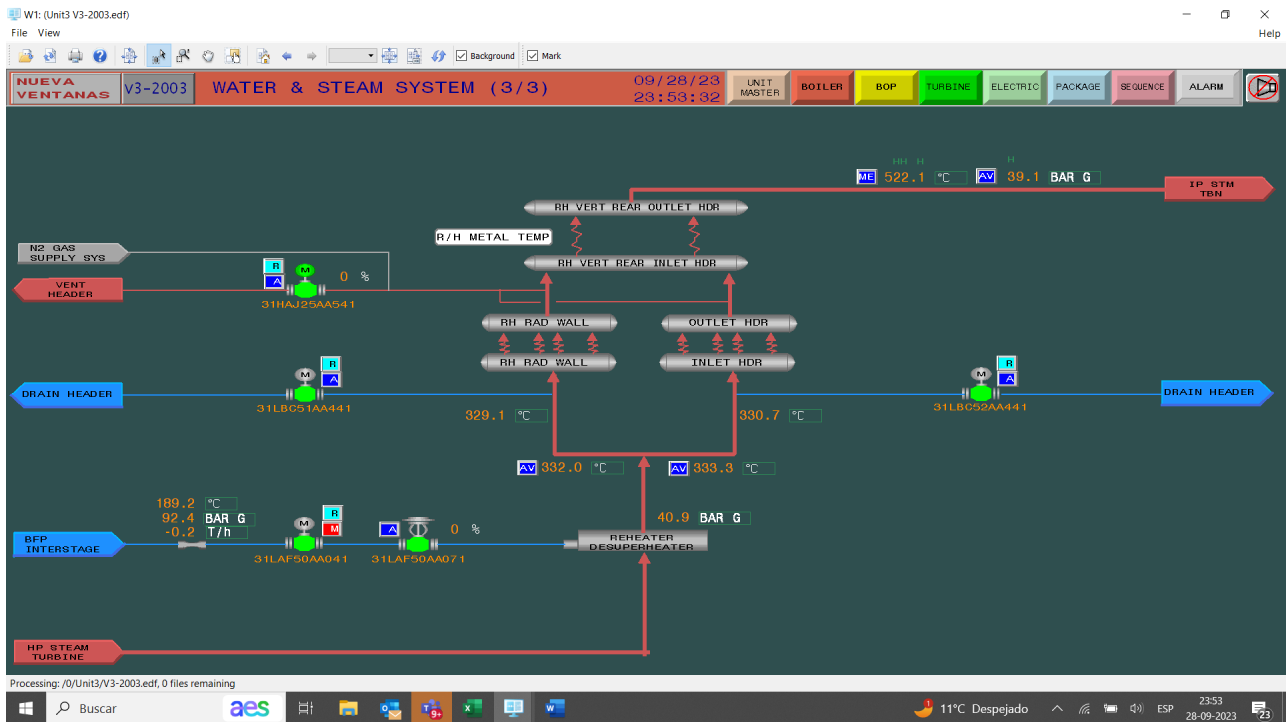
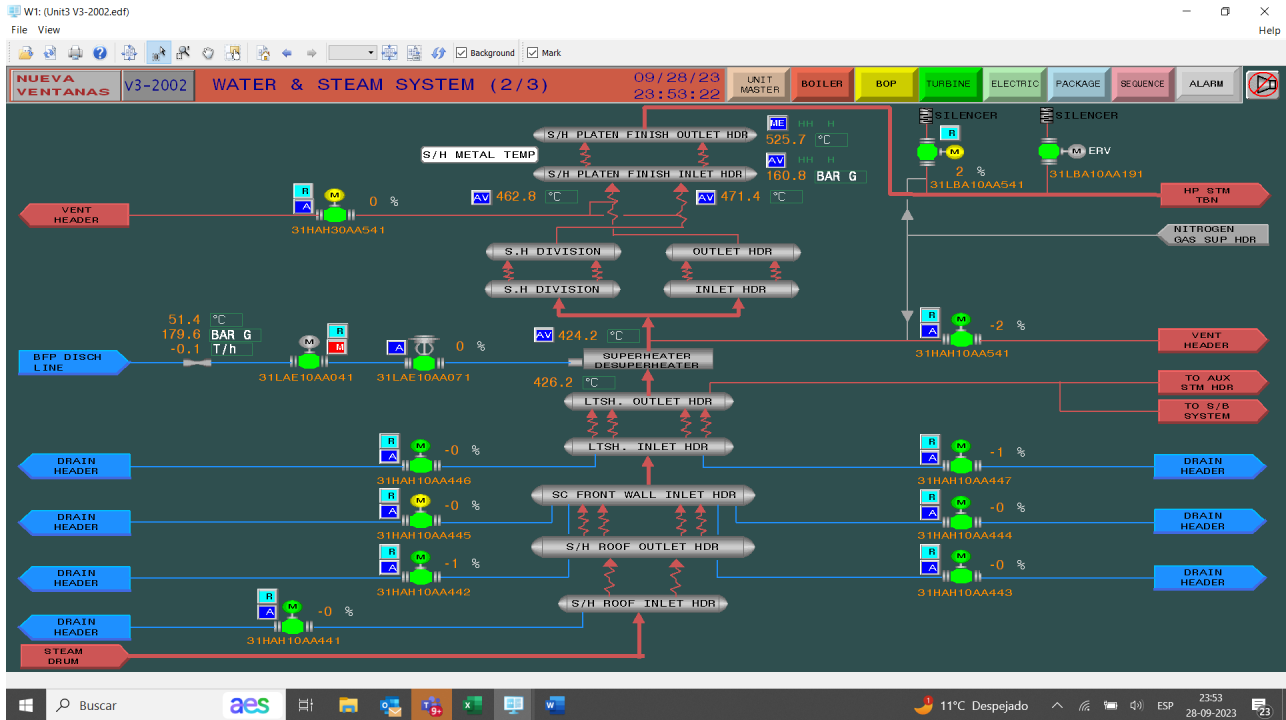


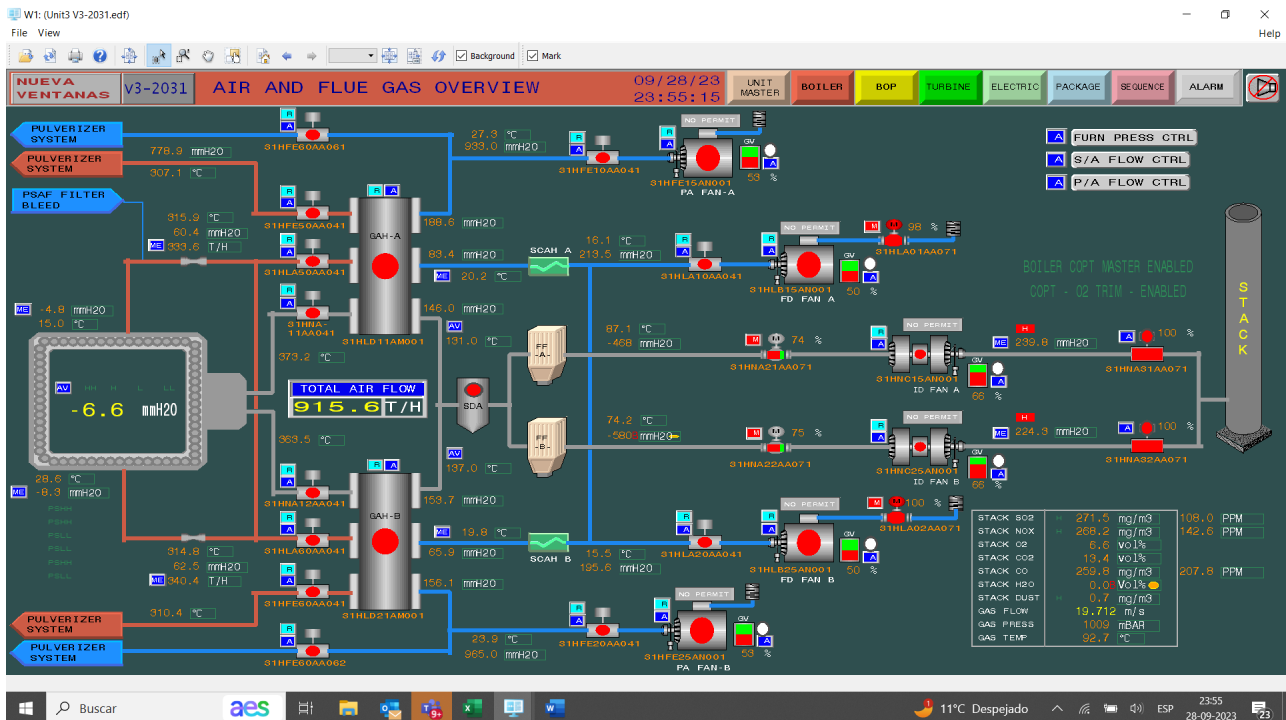
APÉNDICE E CONTROL PANEL SCREEN DUMPS / CONTROL DE CAPTURA DE PANTALLAS

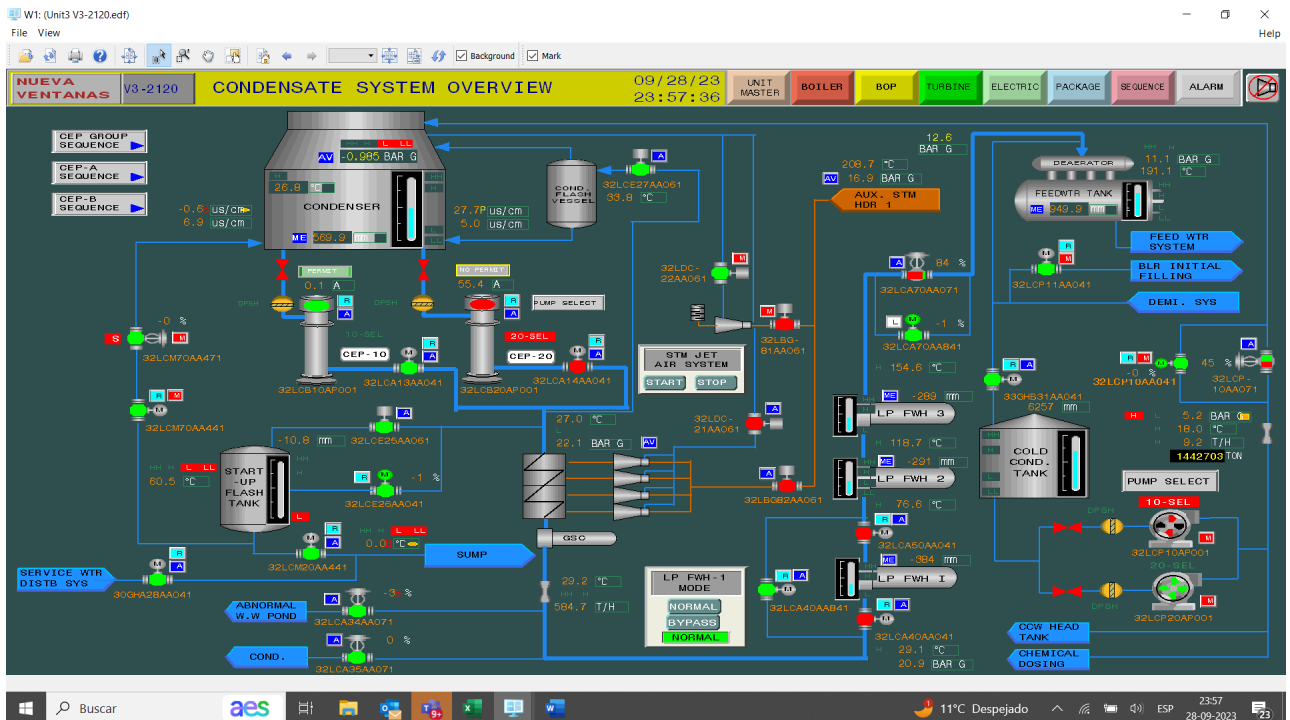
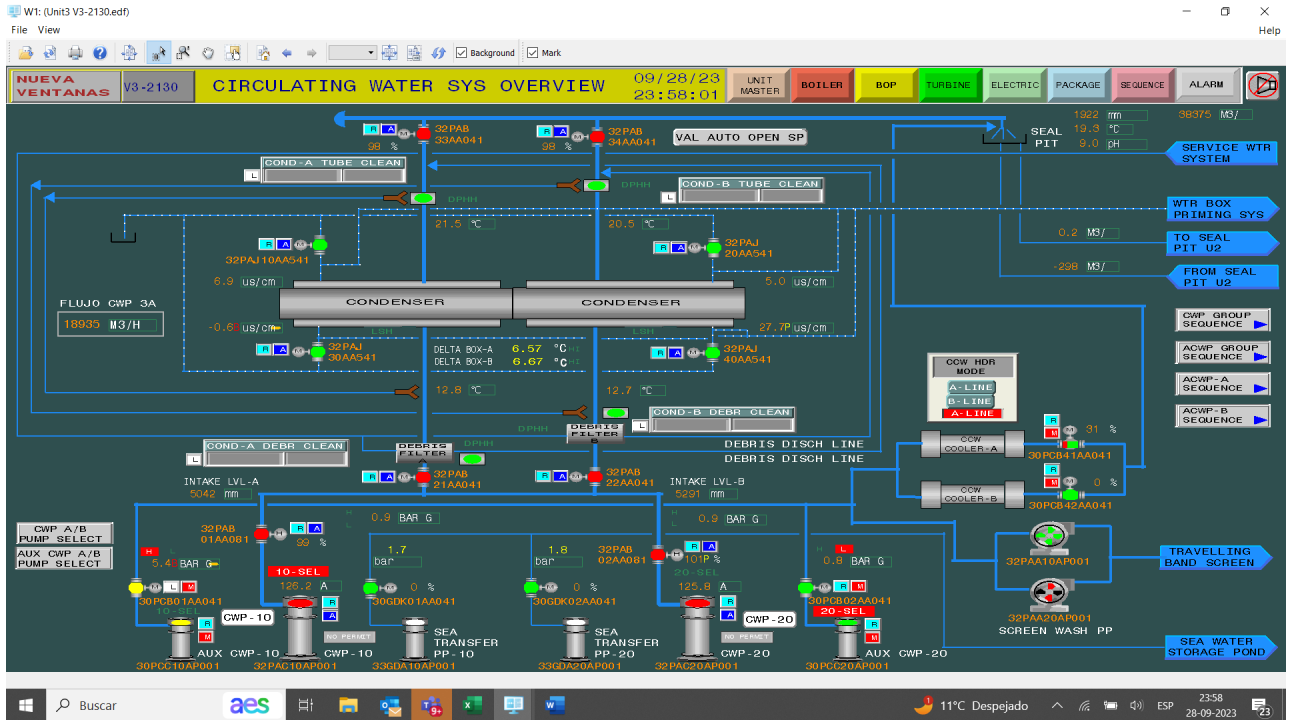


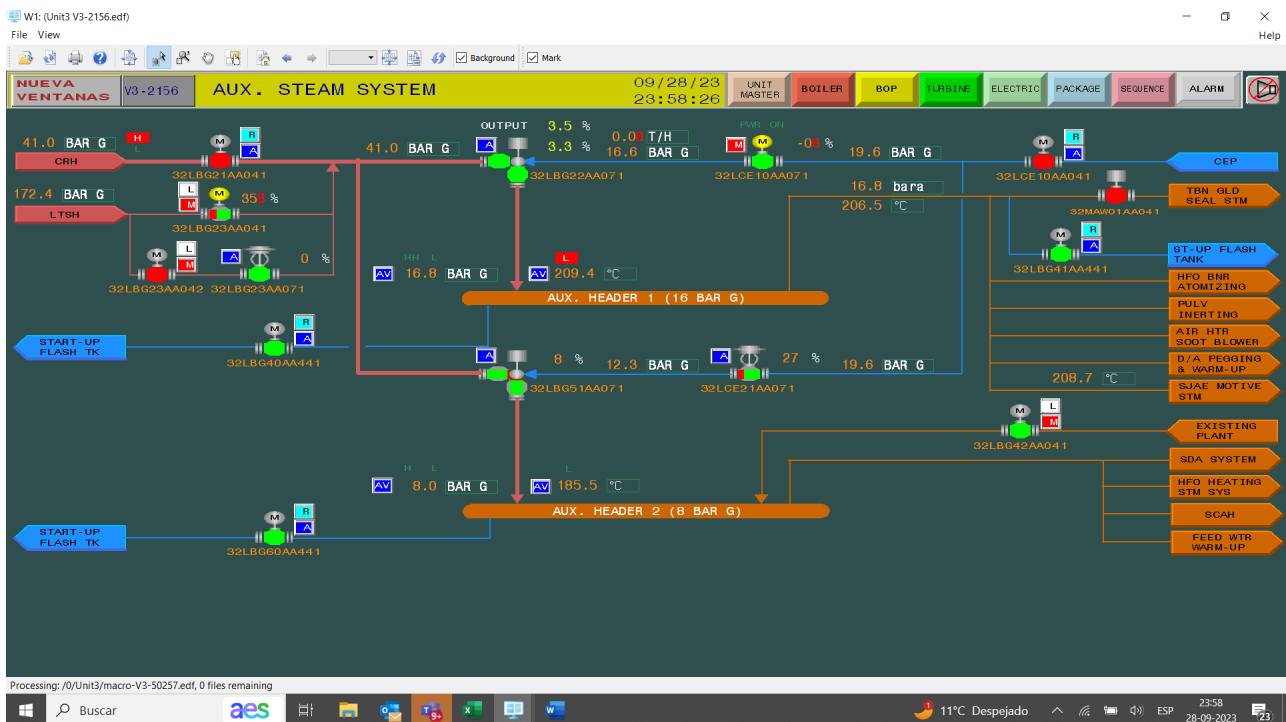
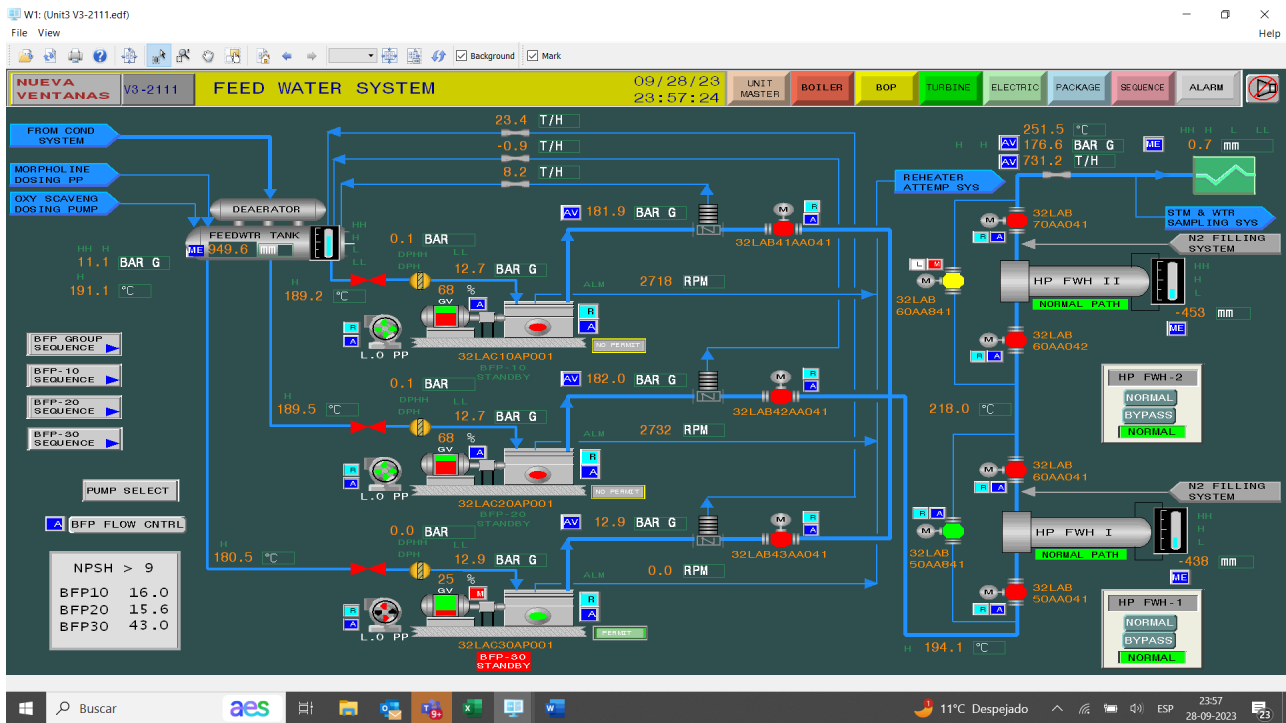
**APÉNDICE E1 CONTROL PANEL SCREEN DUMPS
TEST NO.1 (267 MW) / CONTROL DE CAPTURA DE
PANTALLAS PRUEBA NO.1 (267 MW)**

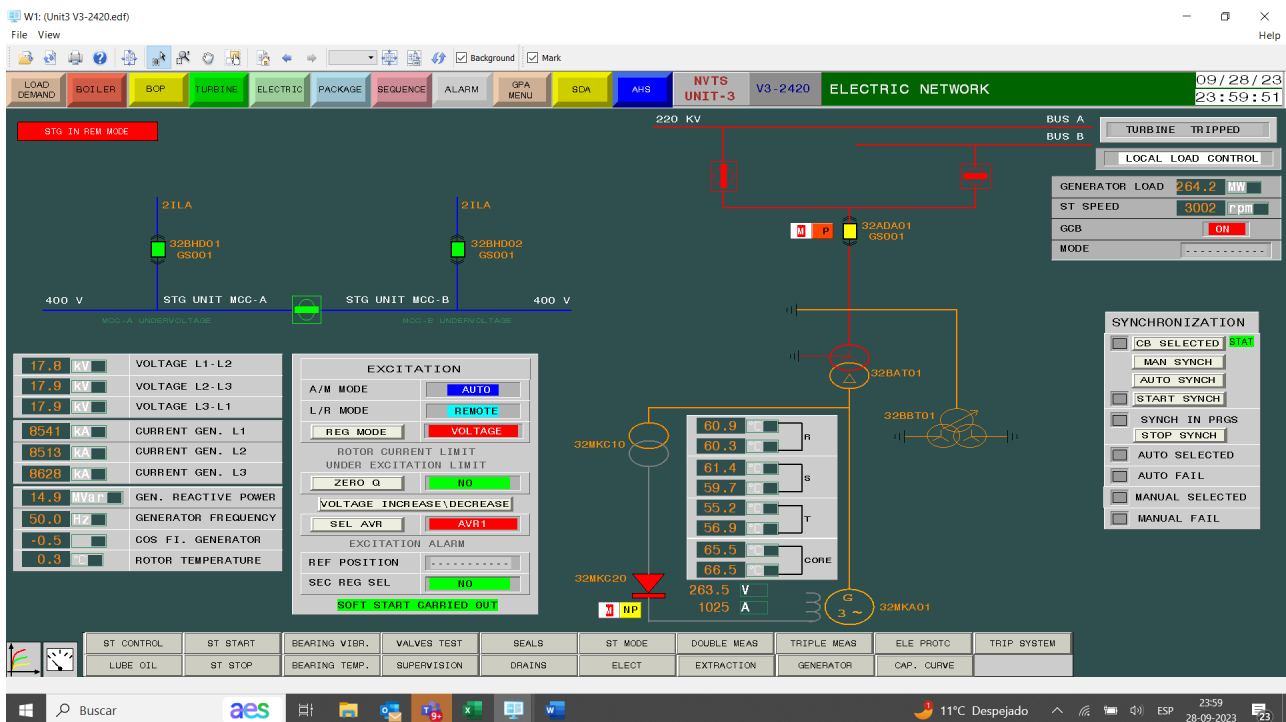
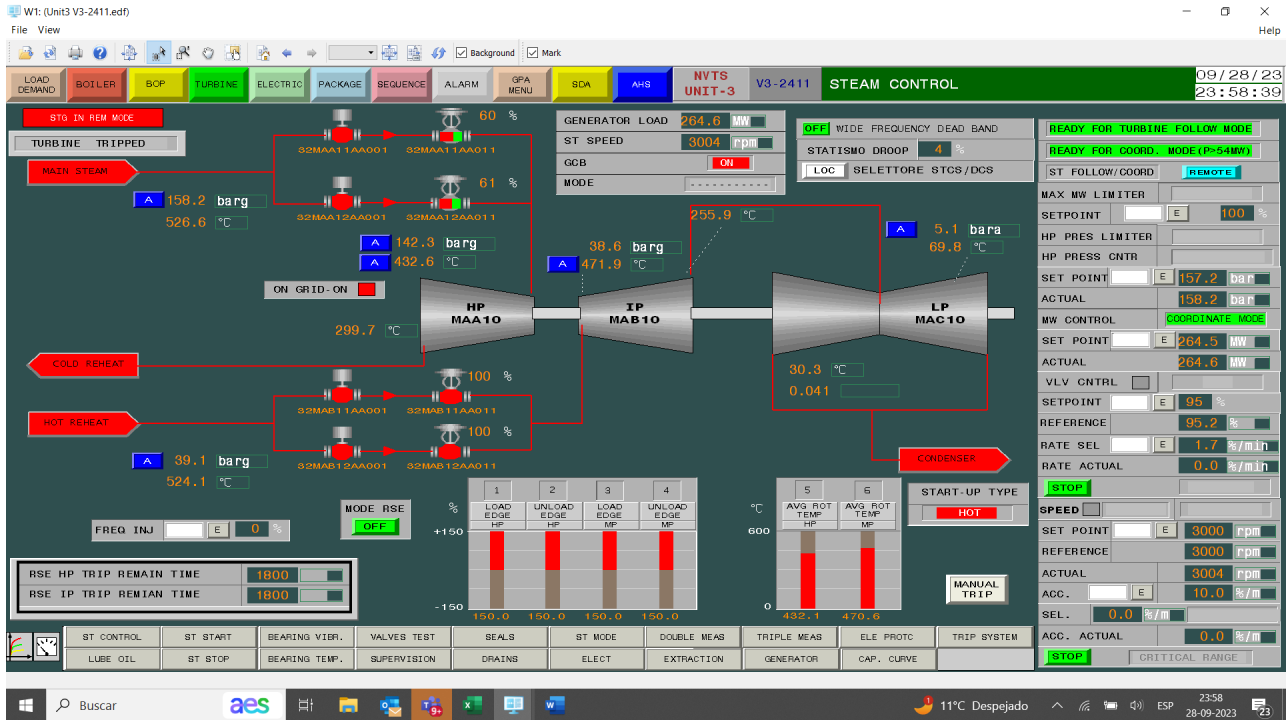


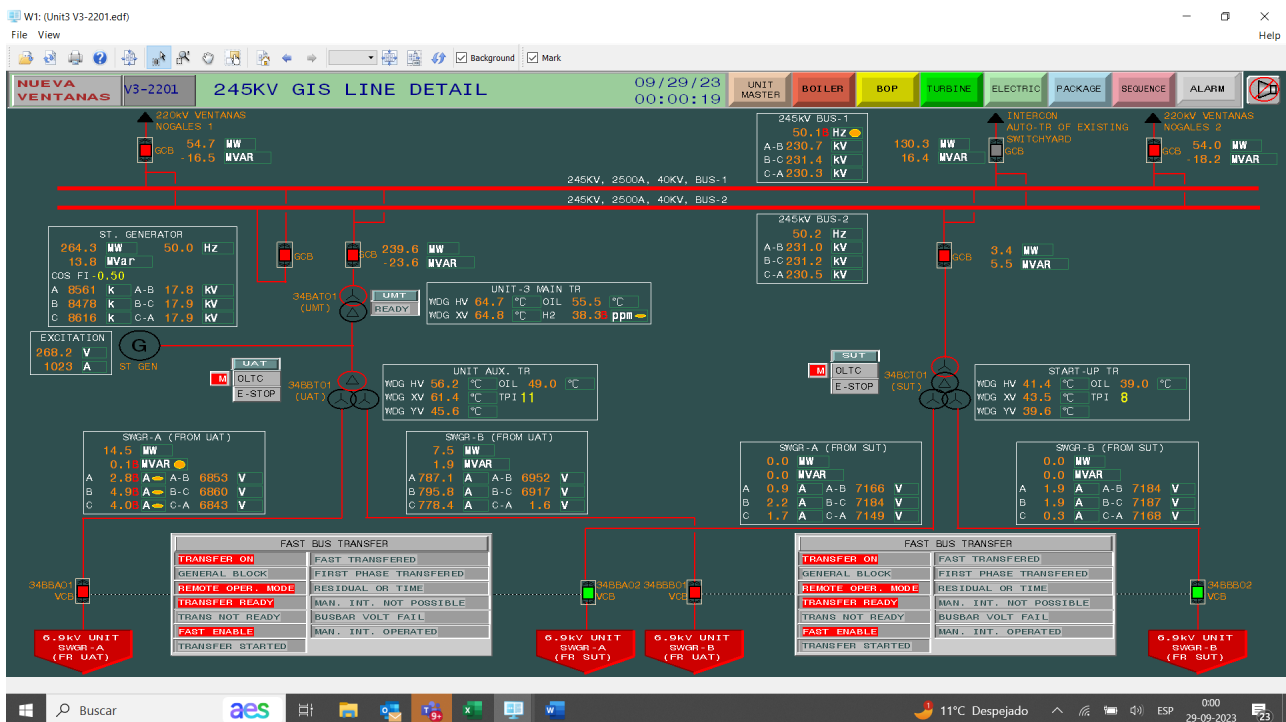
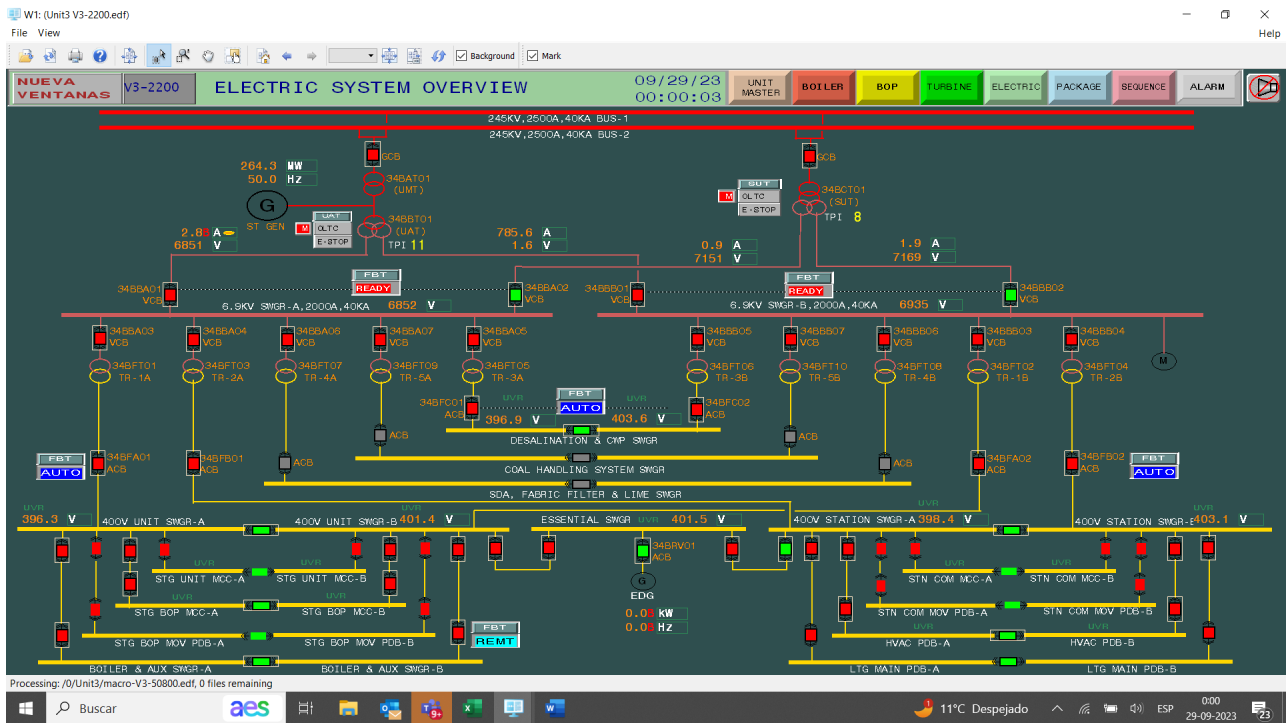






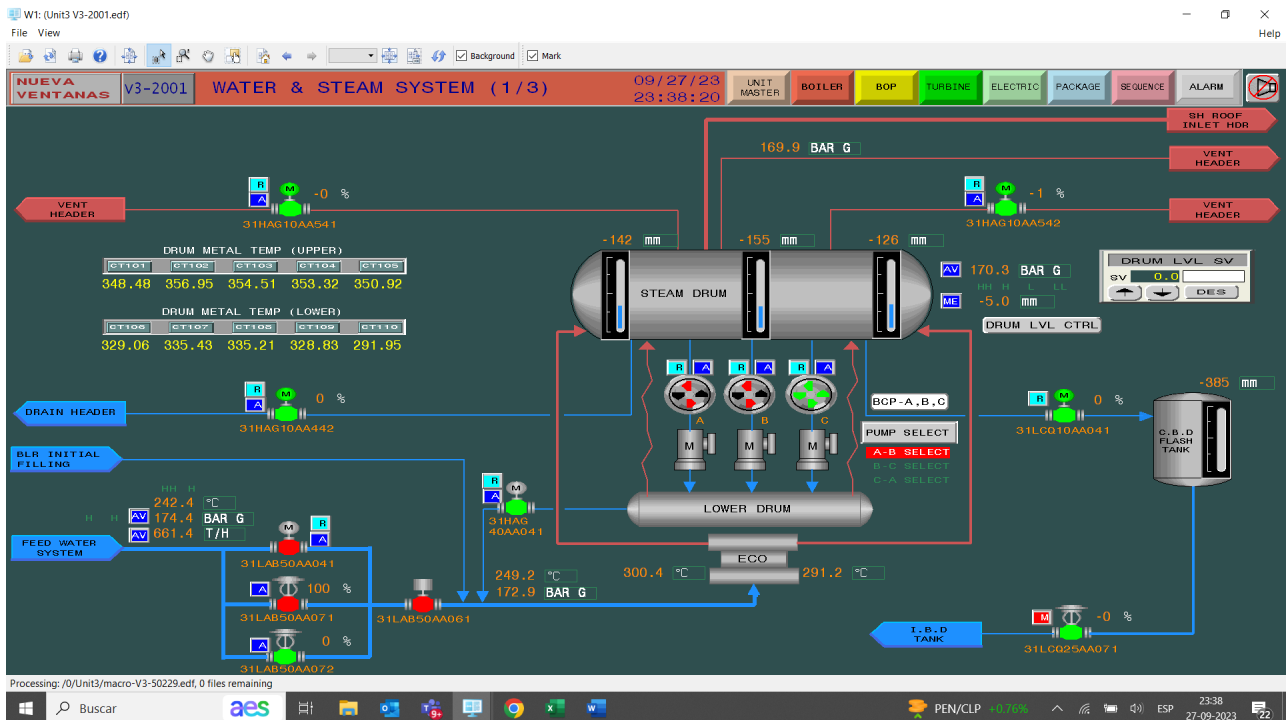
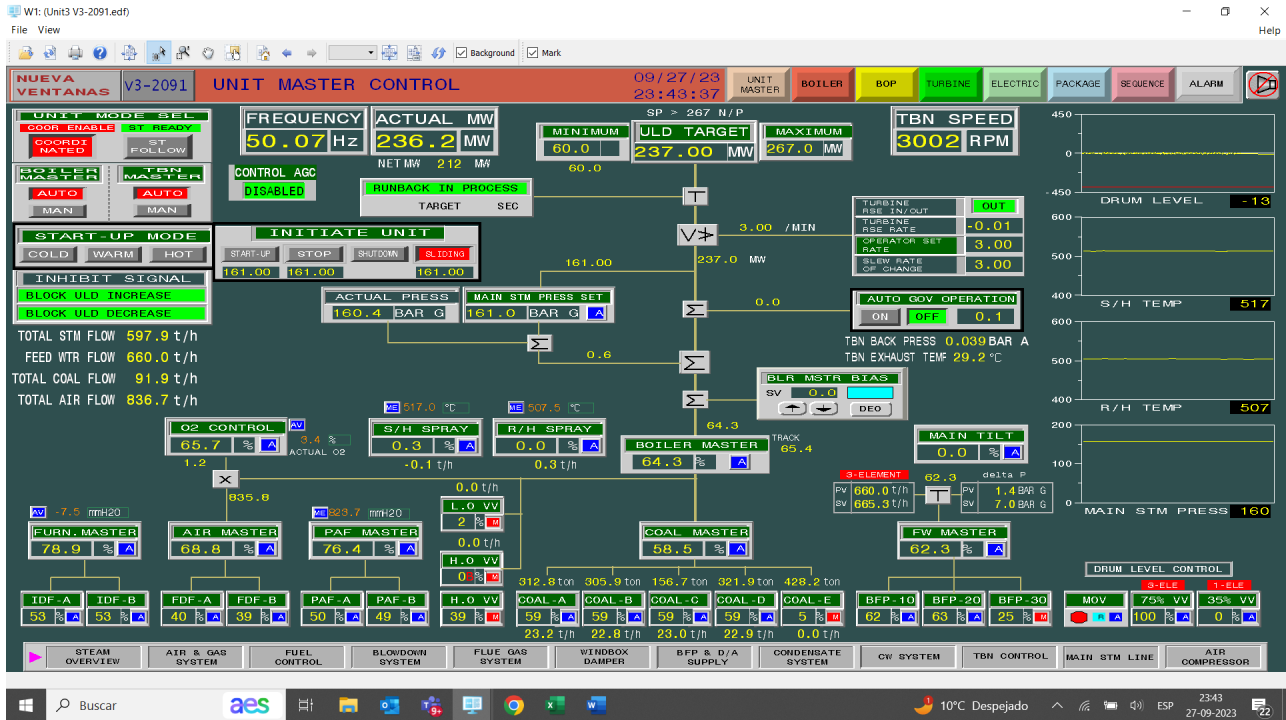


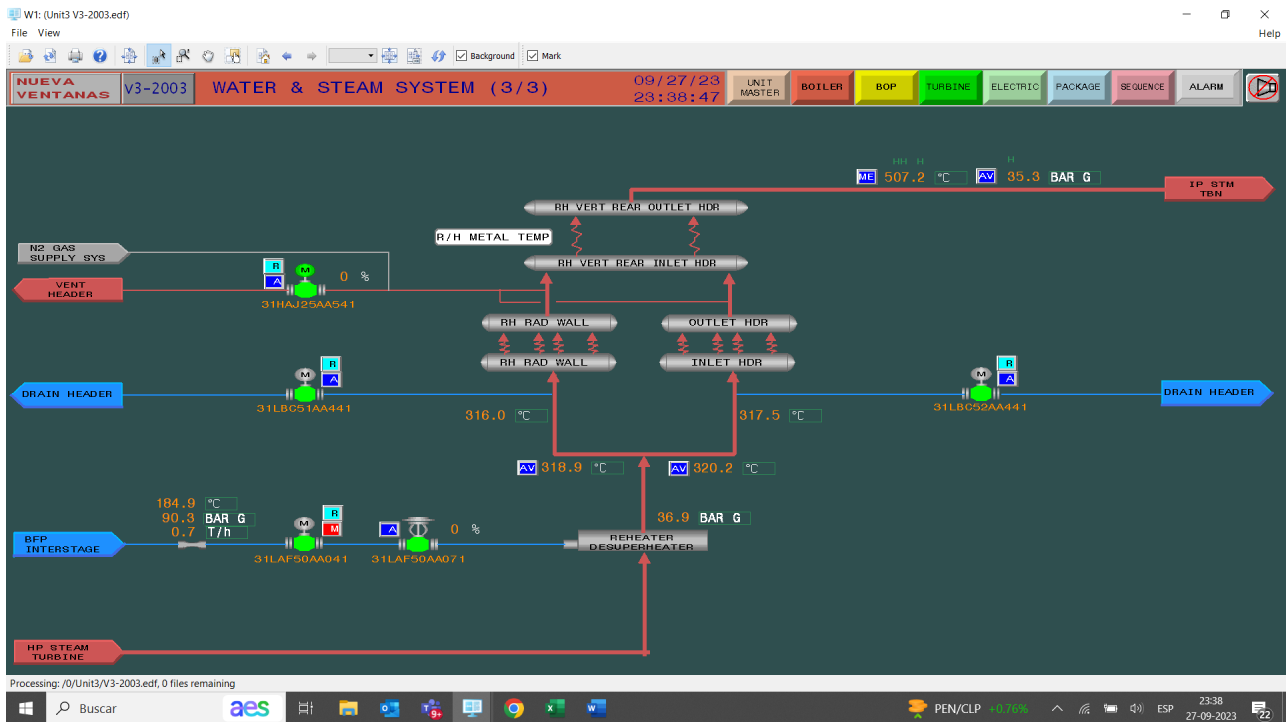
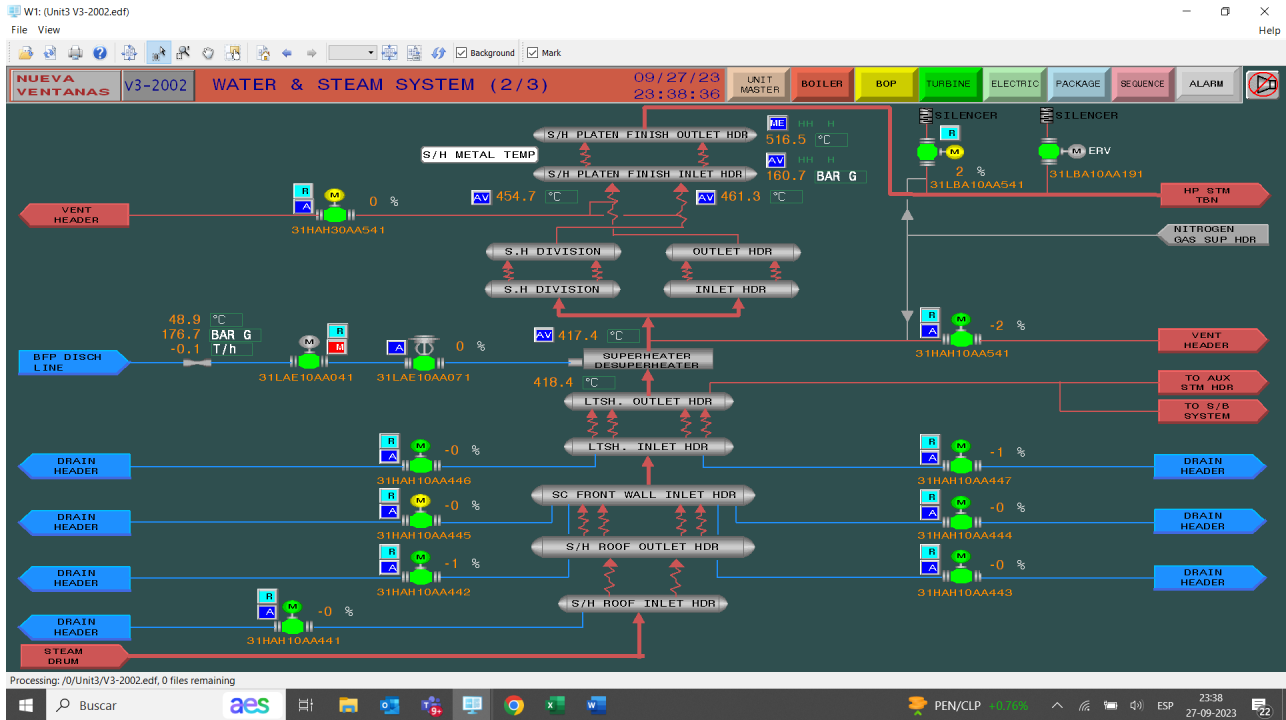


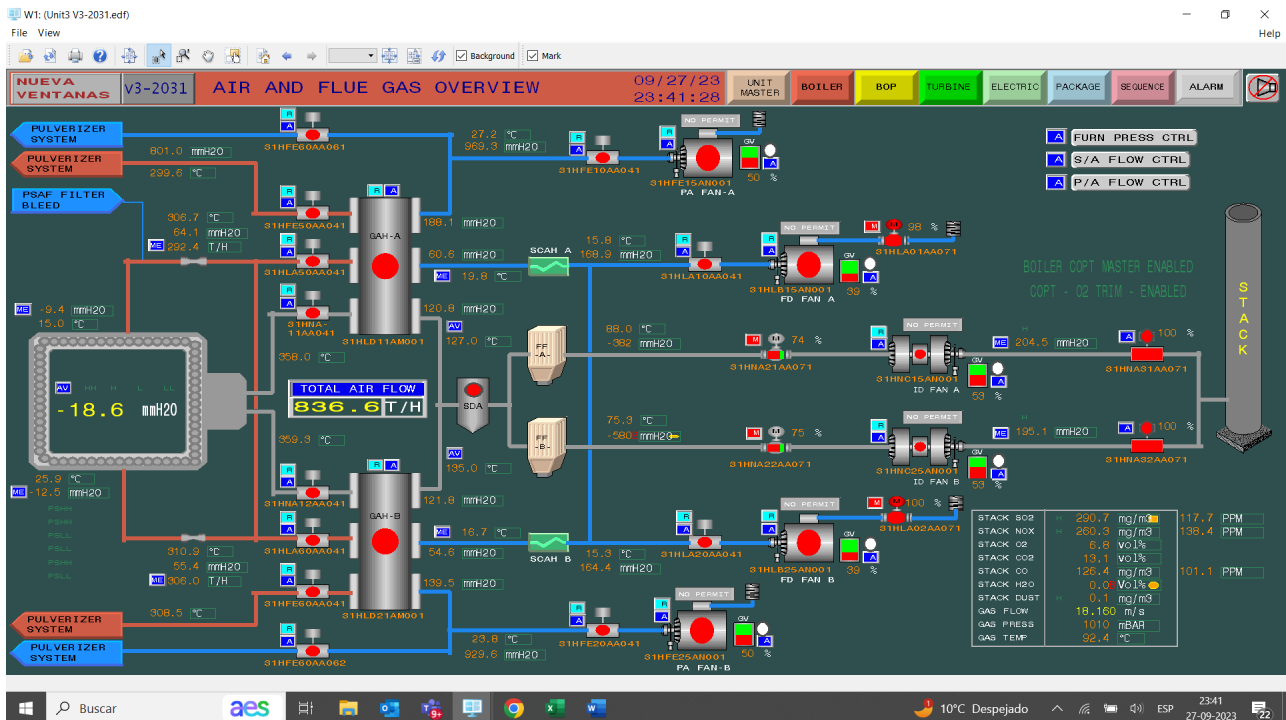


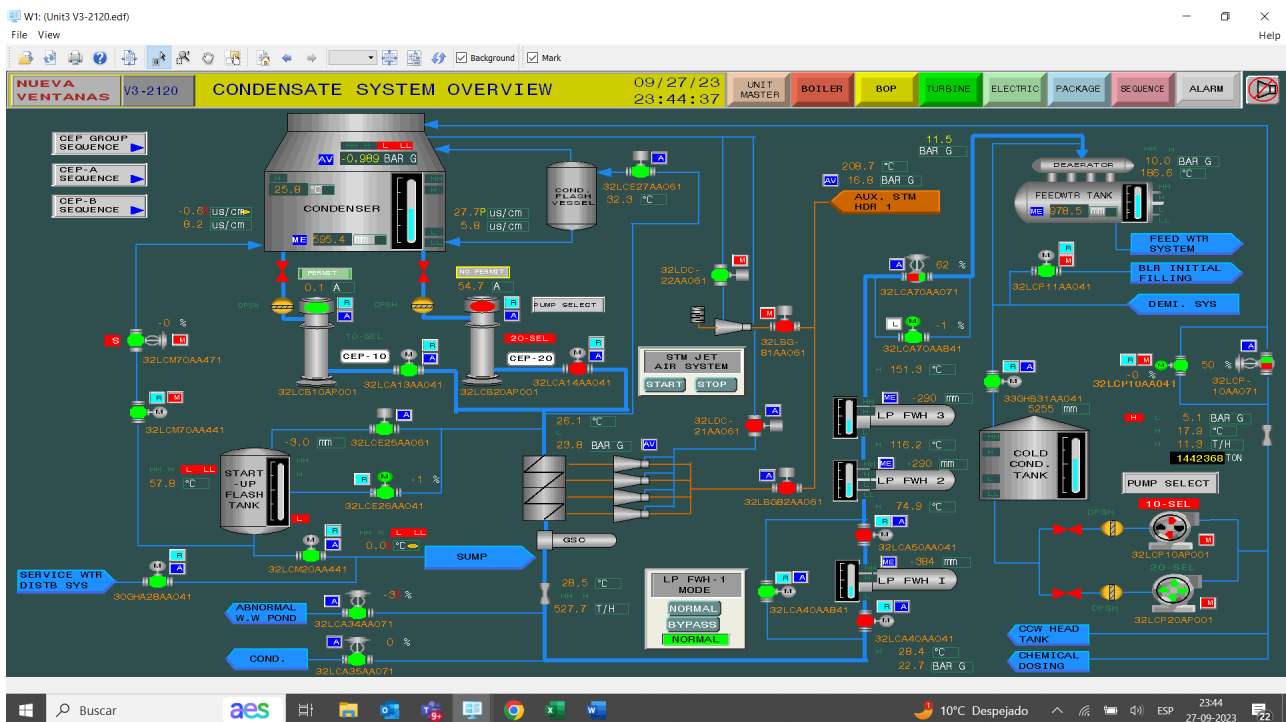
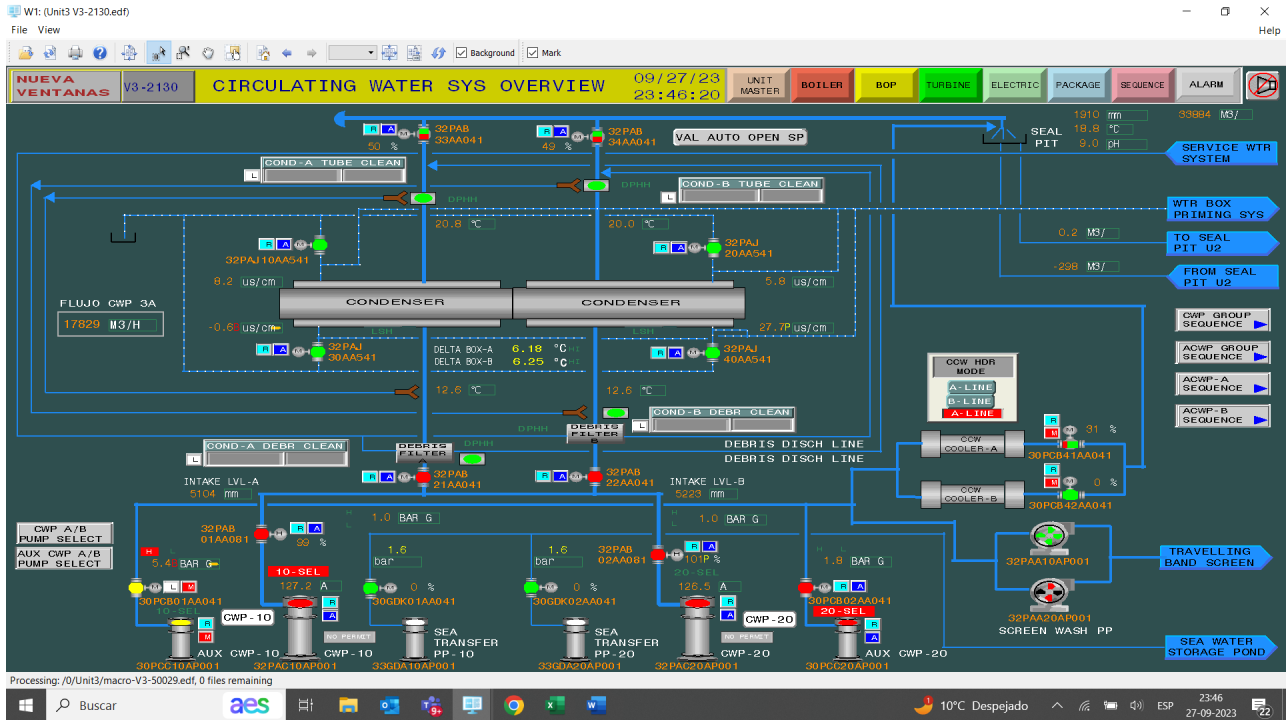


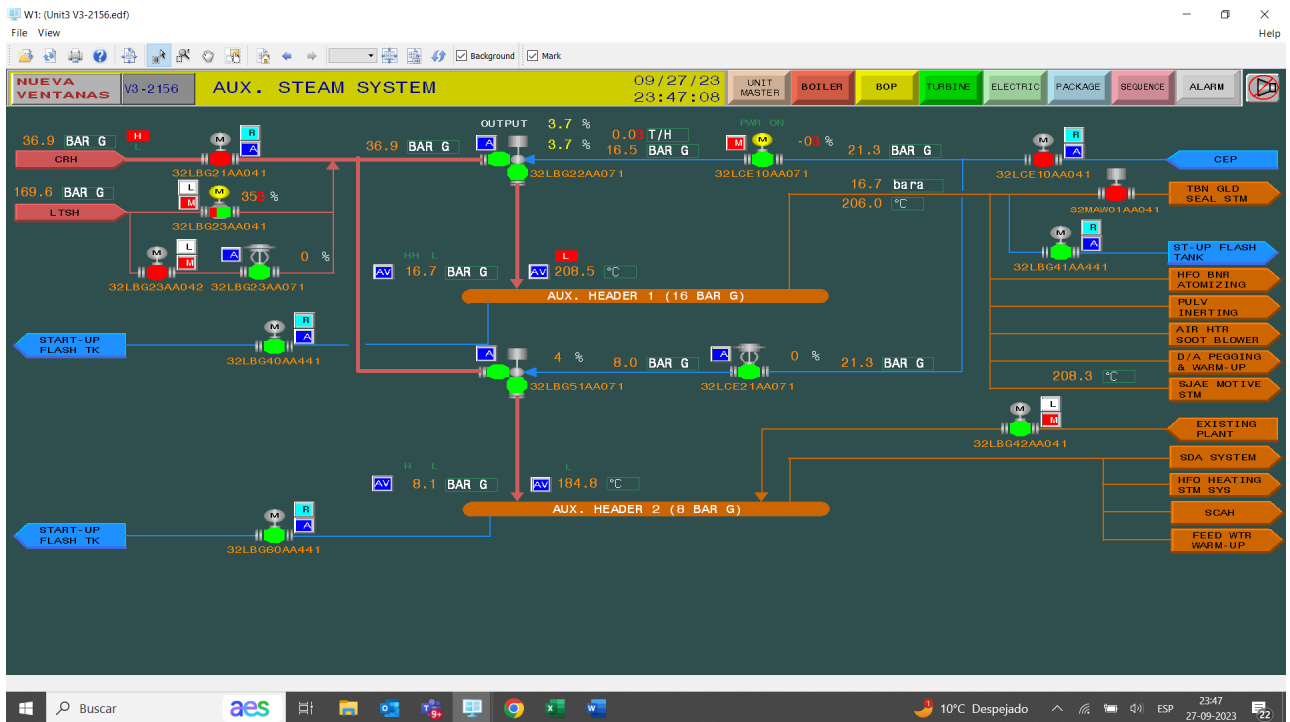
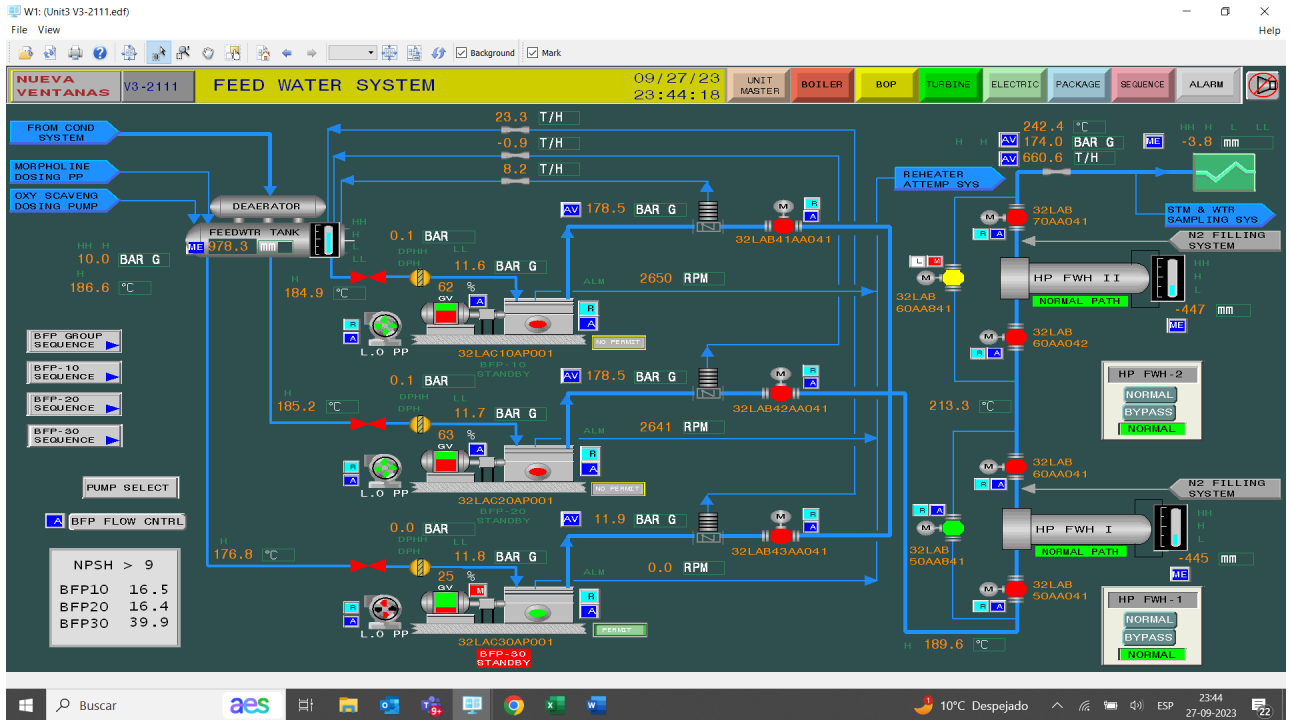
**APÉNDICE E2 CONTROL PANEL SCREEN DUMPS
TEST NO.2 (237 MW) / CONTROL DE CAPTURA DE
PANTALLAS PRUEBA NO.2 (237 MW)**

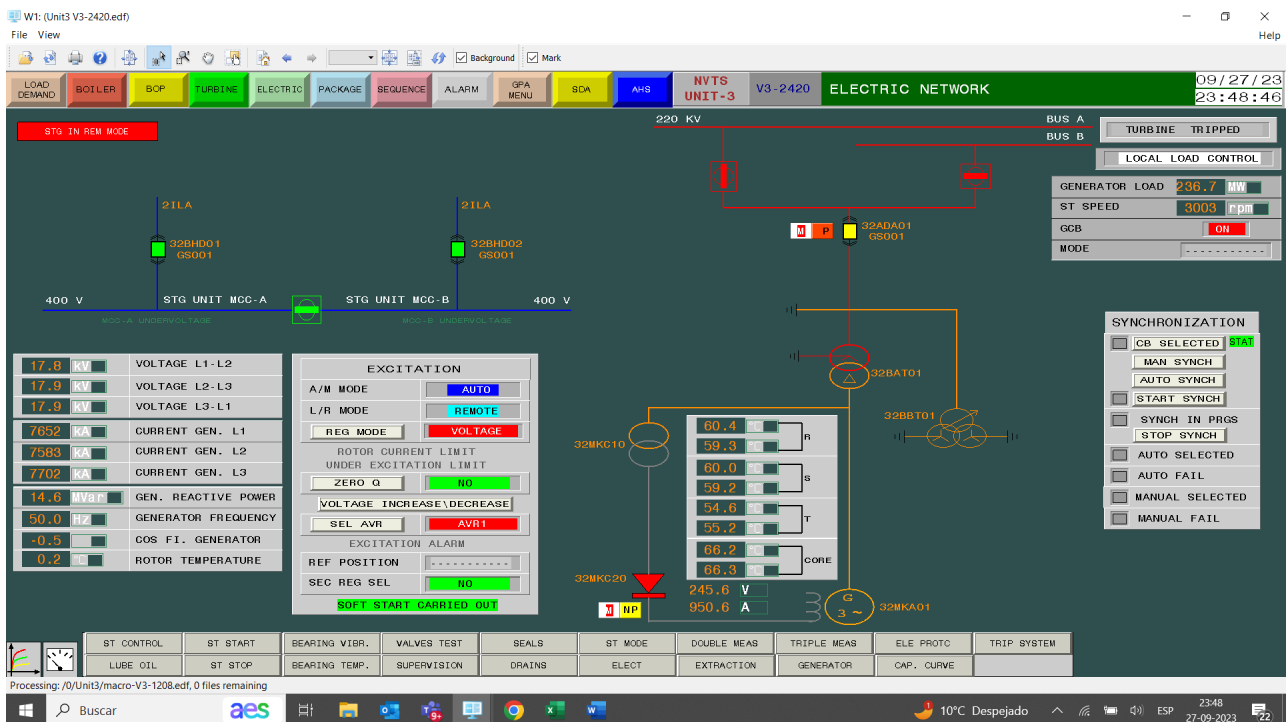
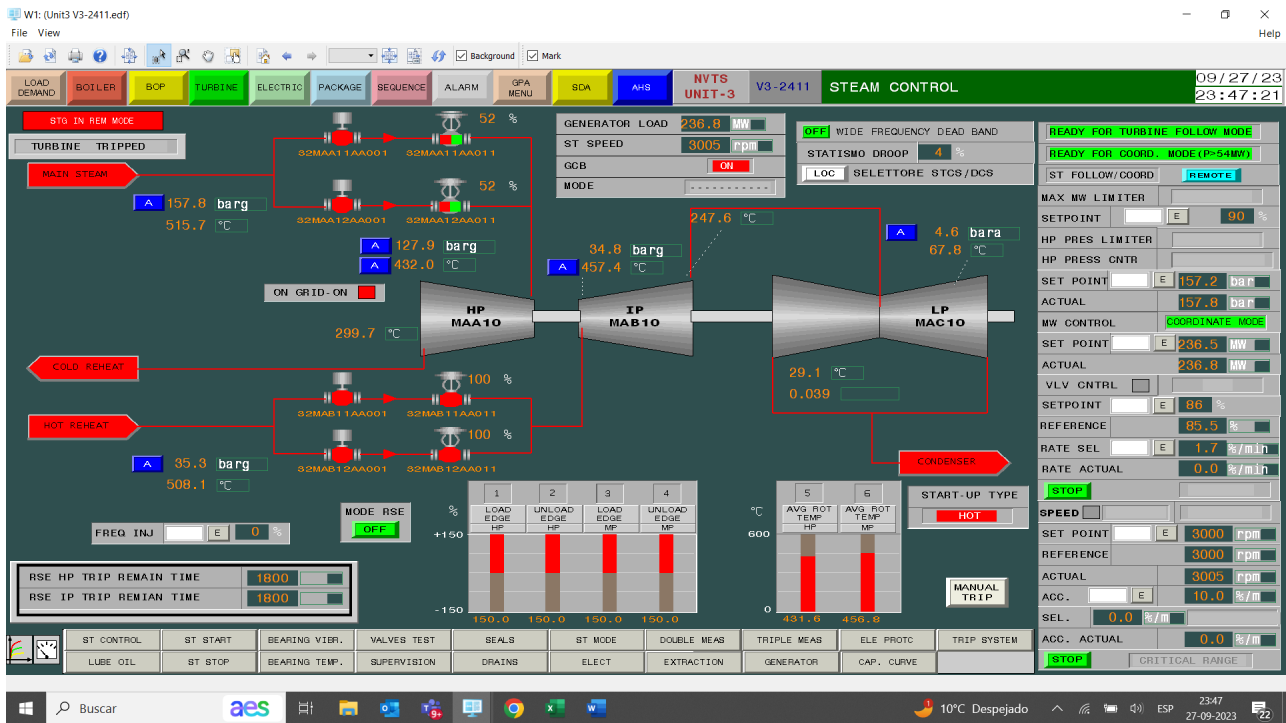


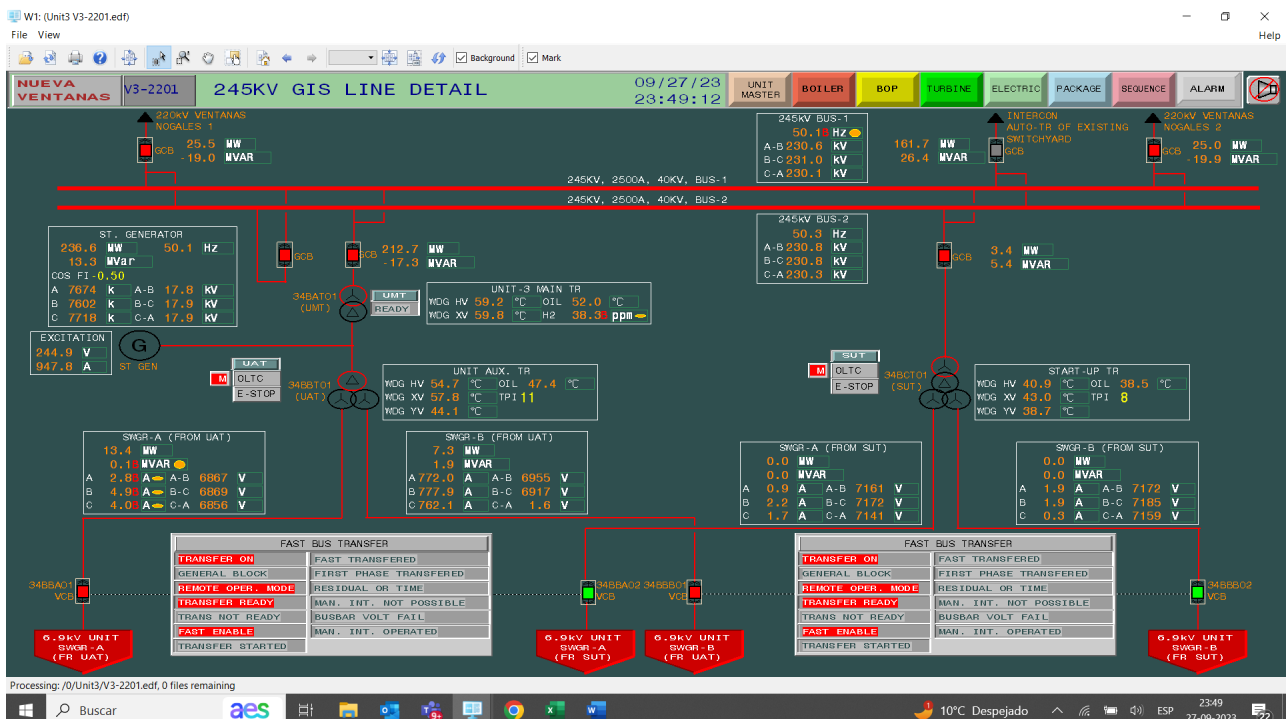
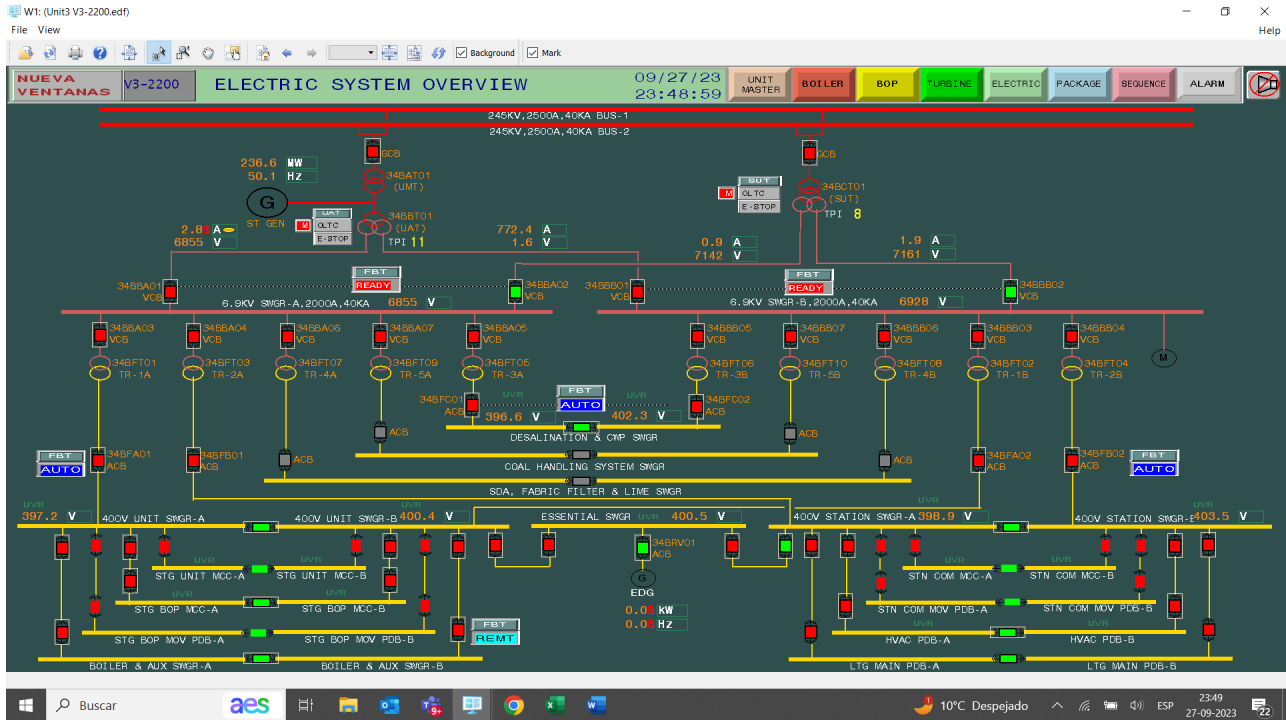






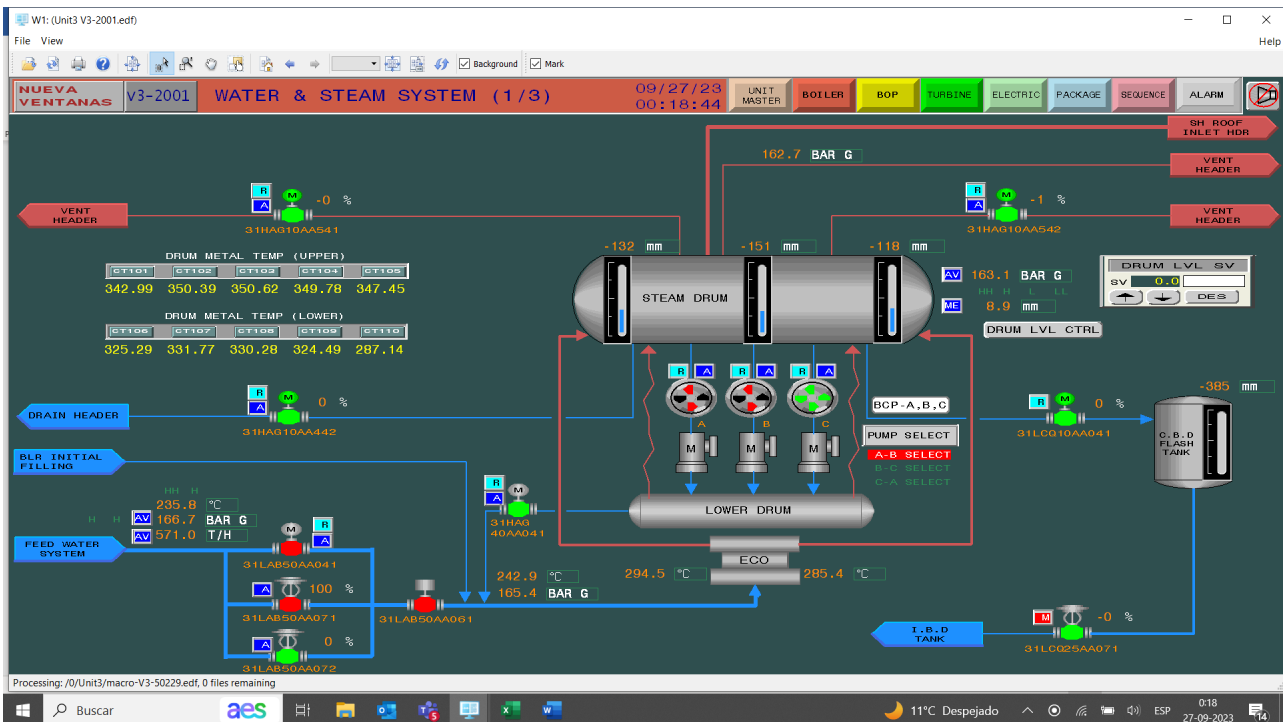
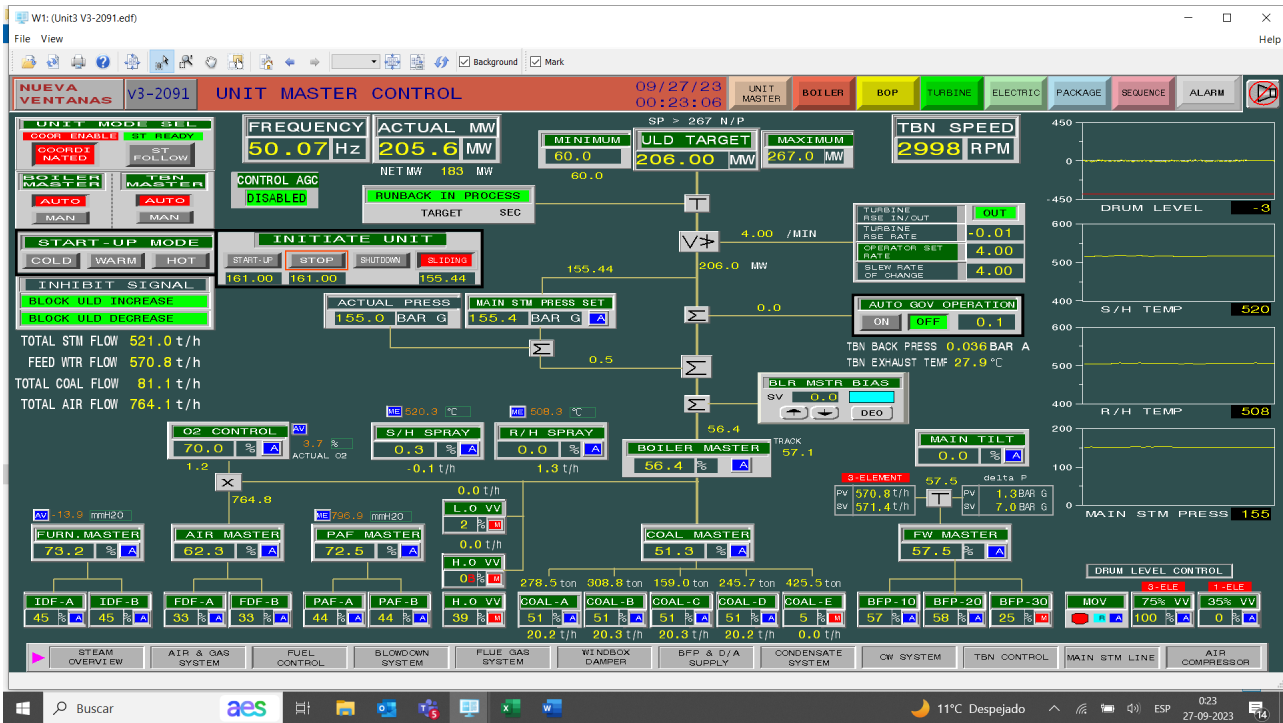


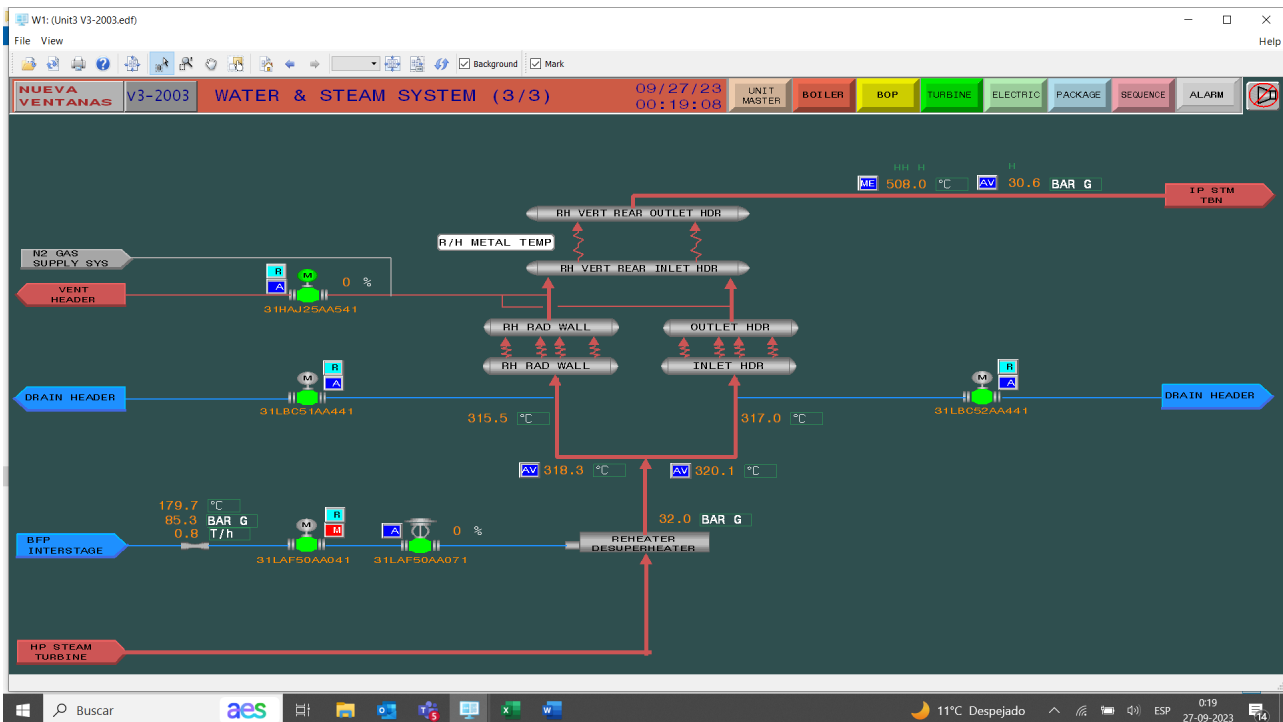
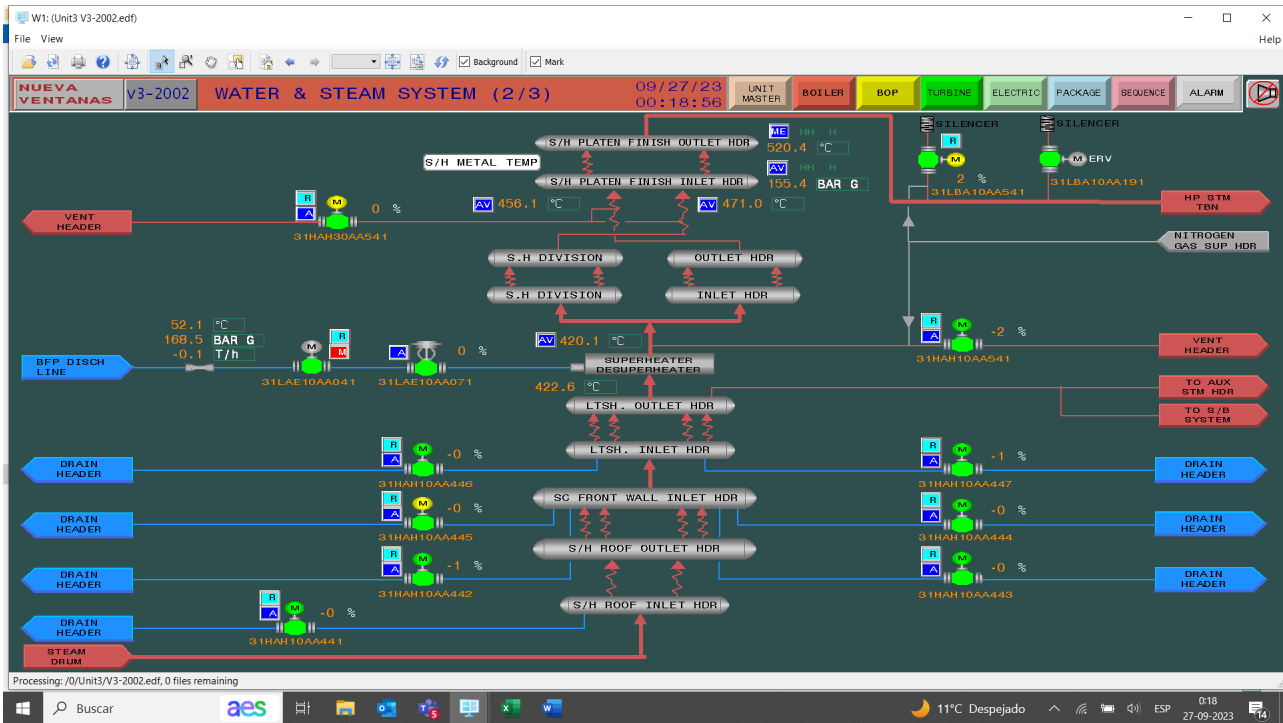


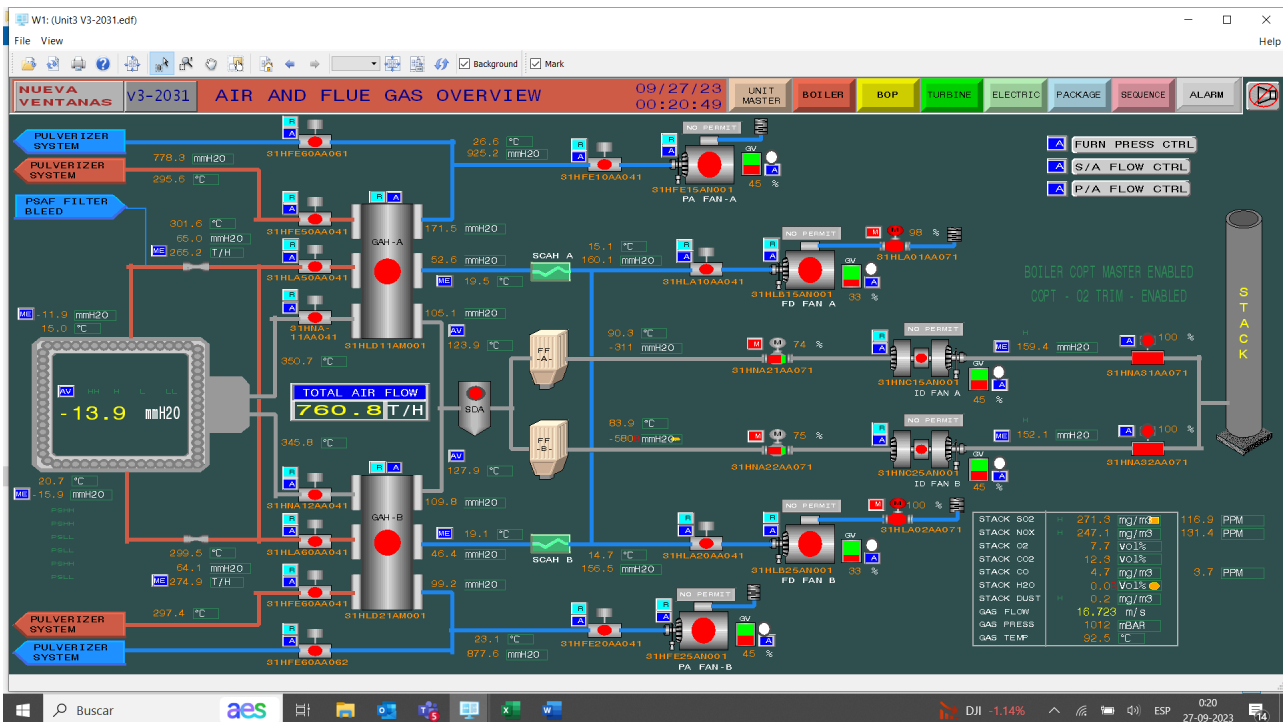


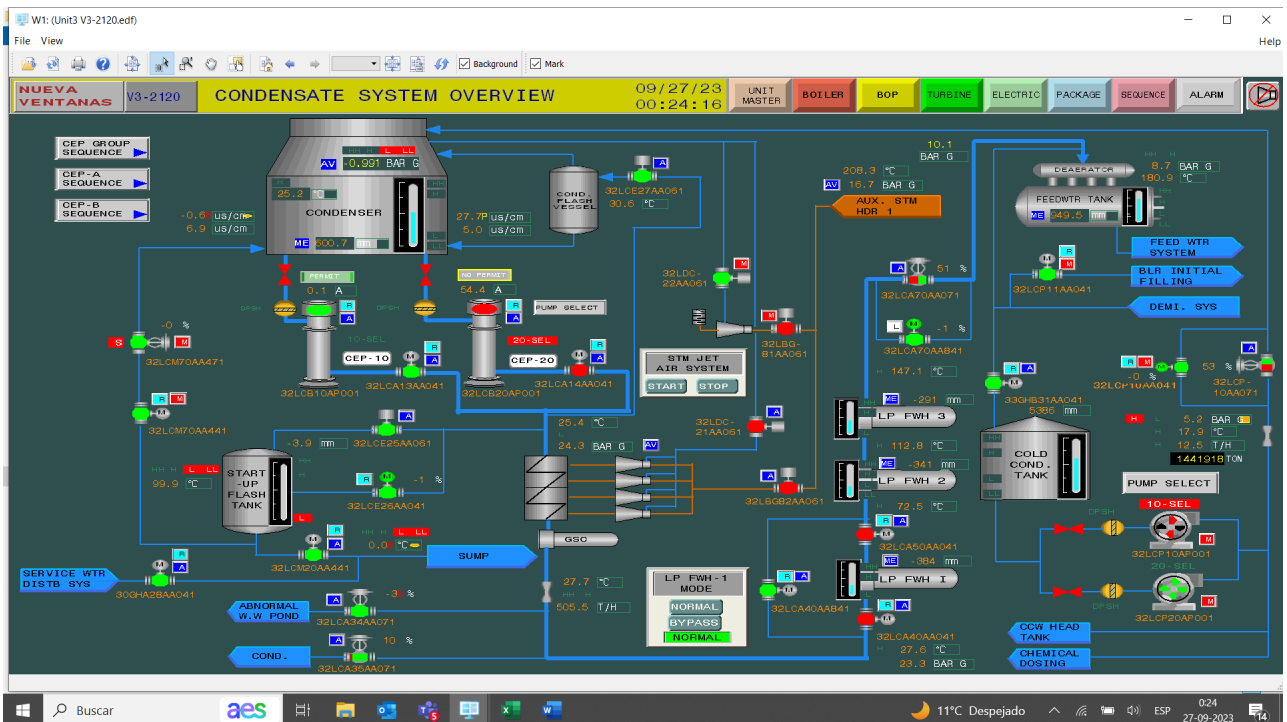
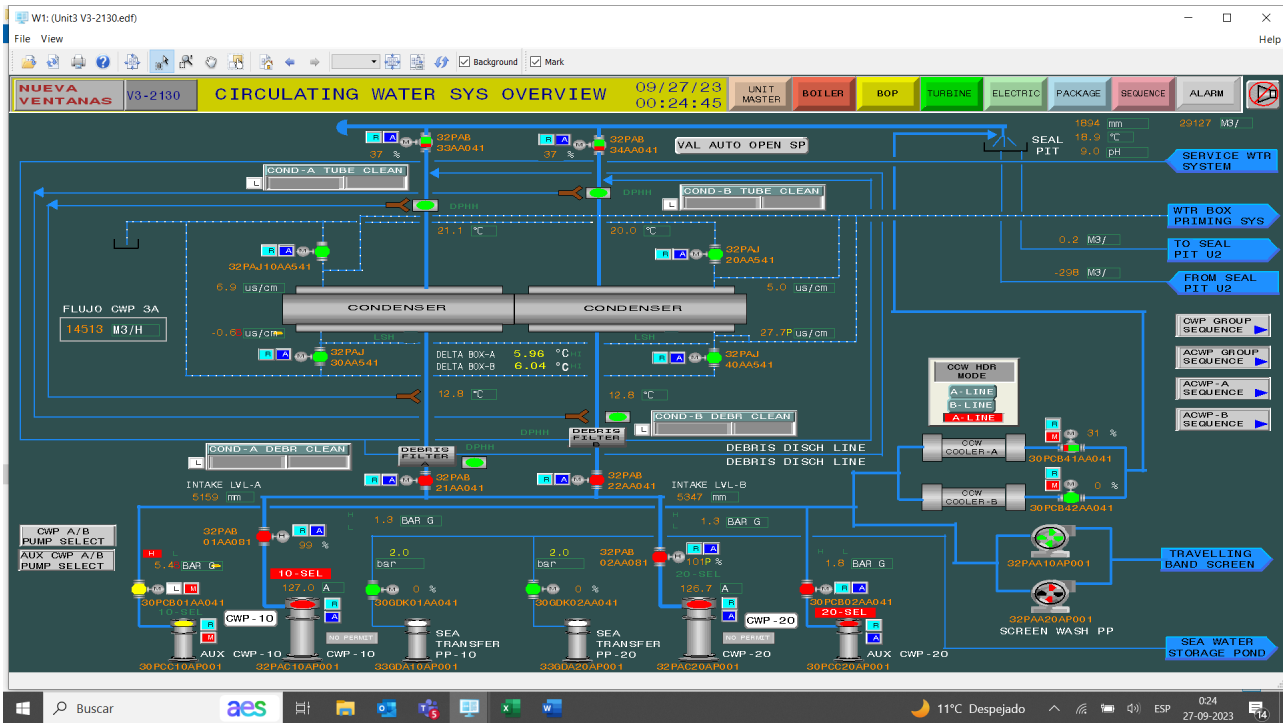


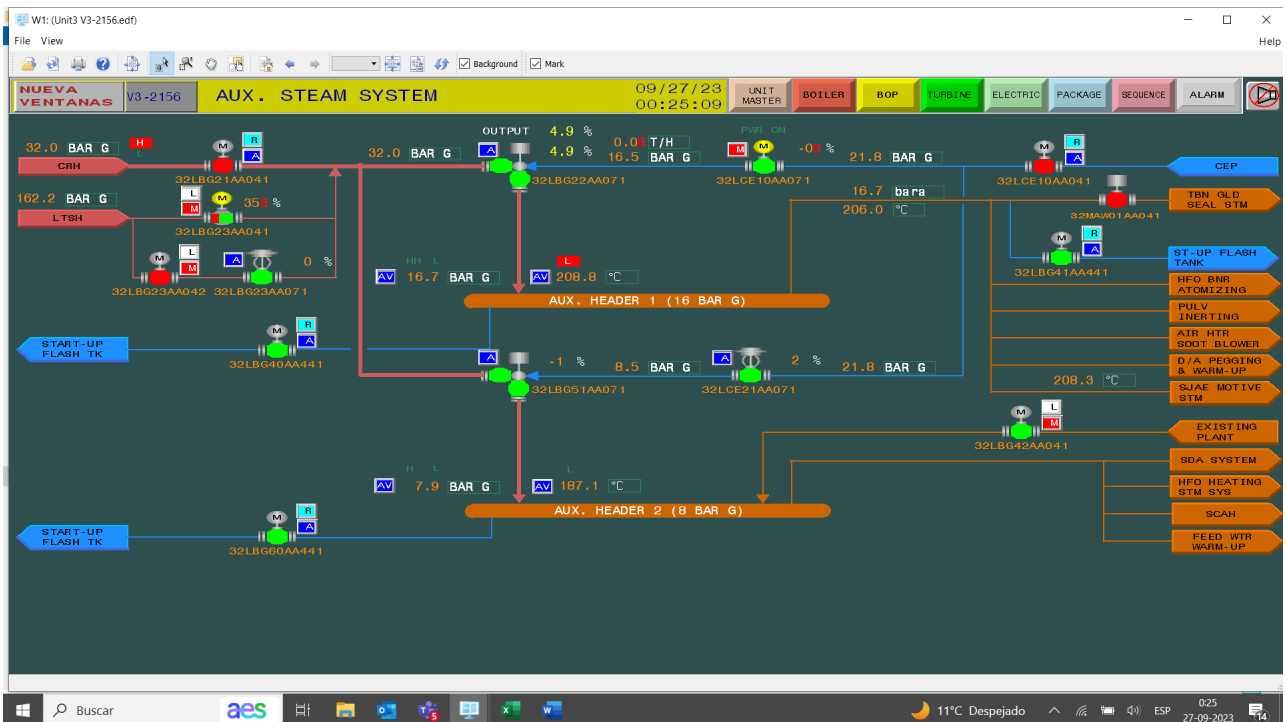
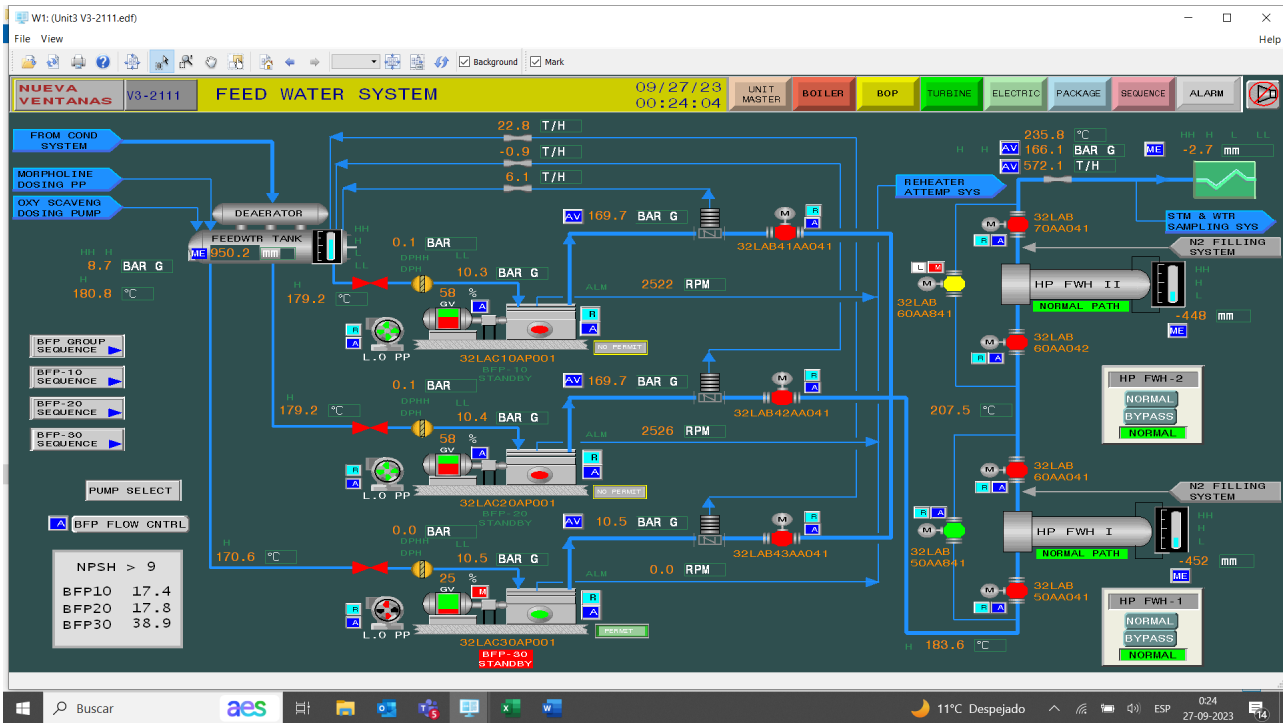
**APÉNDICE E3 CONTROL PANEL SCREEN DUMPS
TEST NO.3 (206 MW) / CONTROL DE CAPTURA DE
PANTALLAS PRUEBA NO.3 (206 MW)**

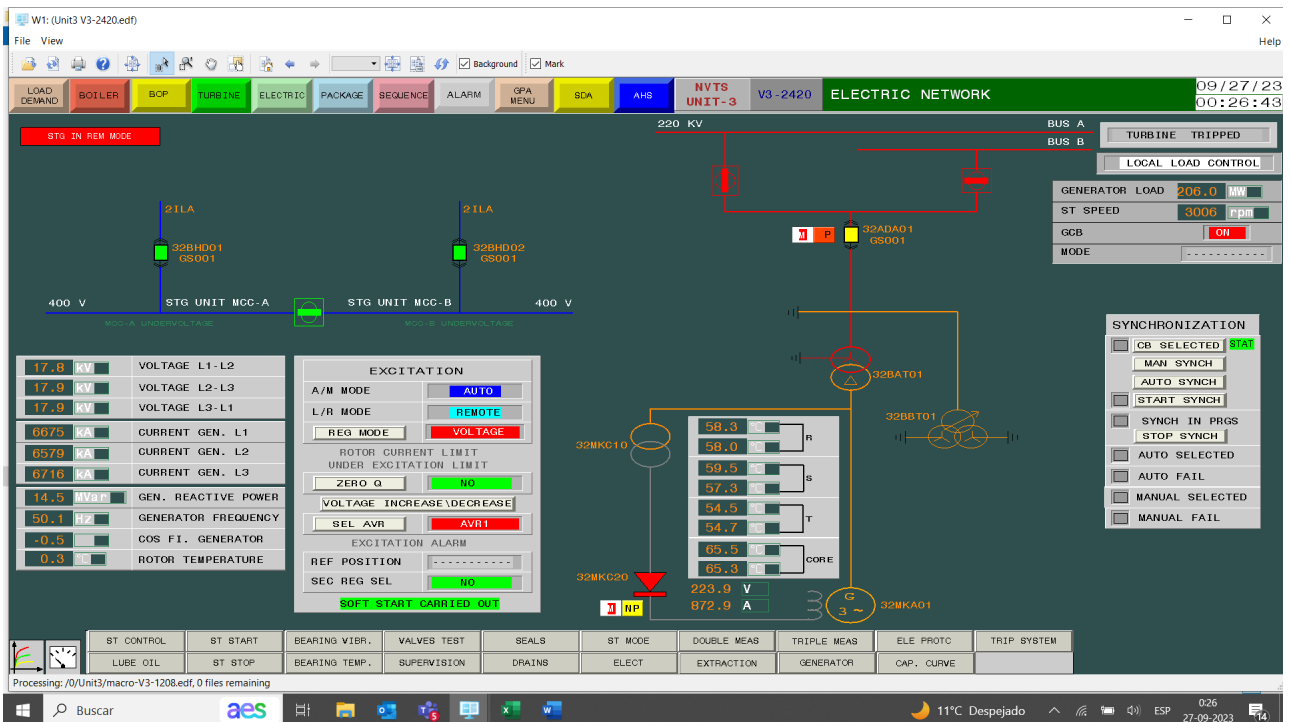
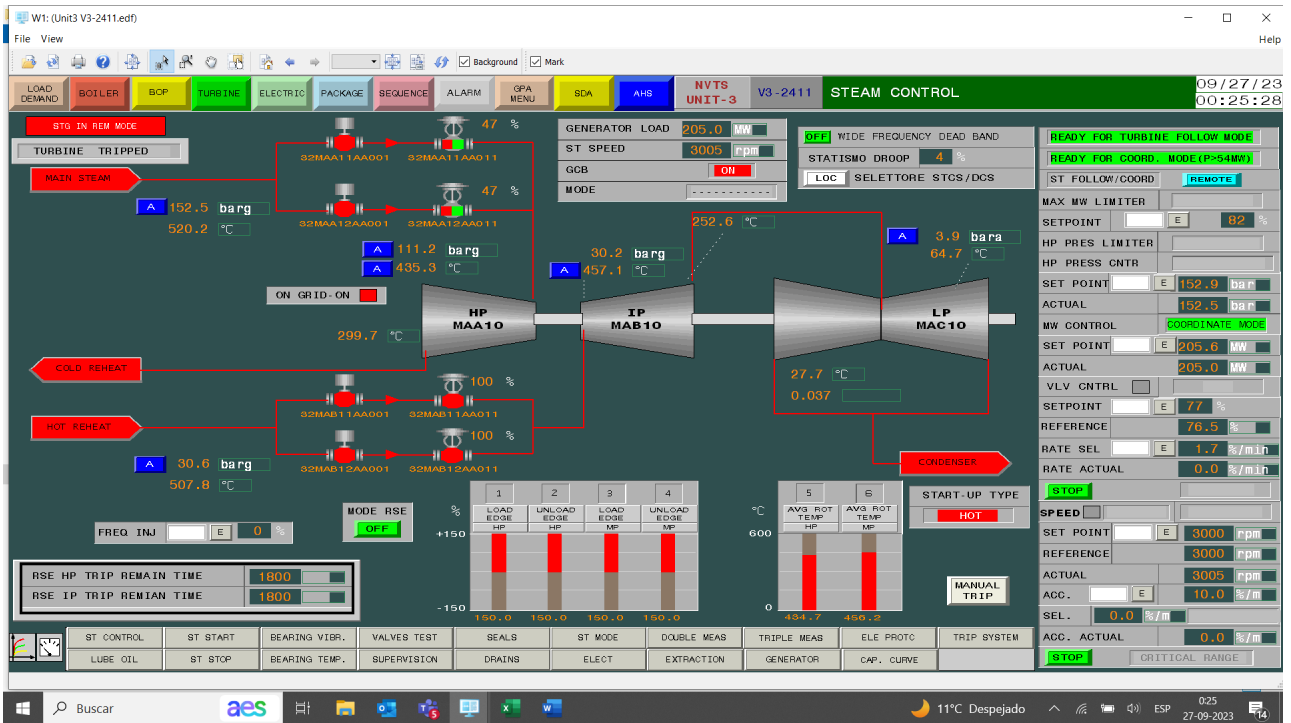


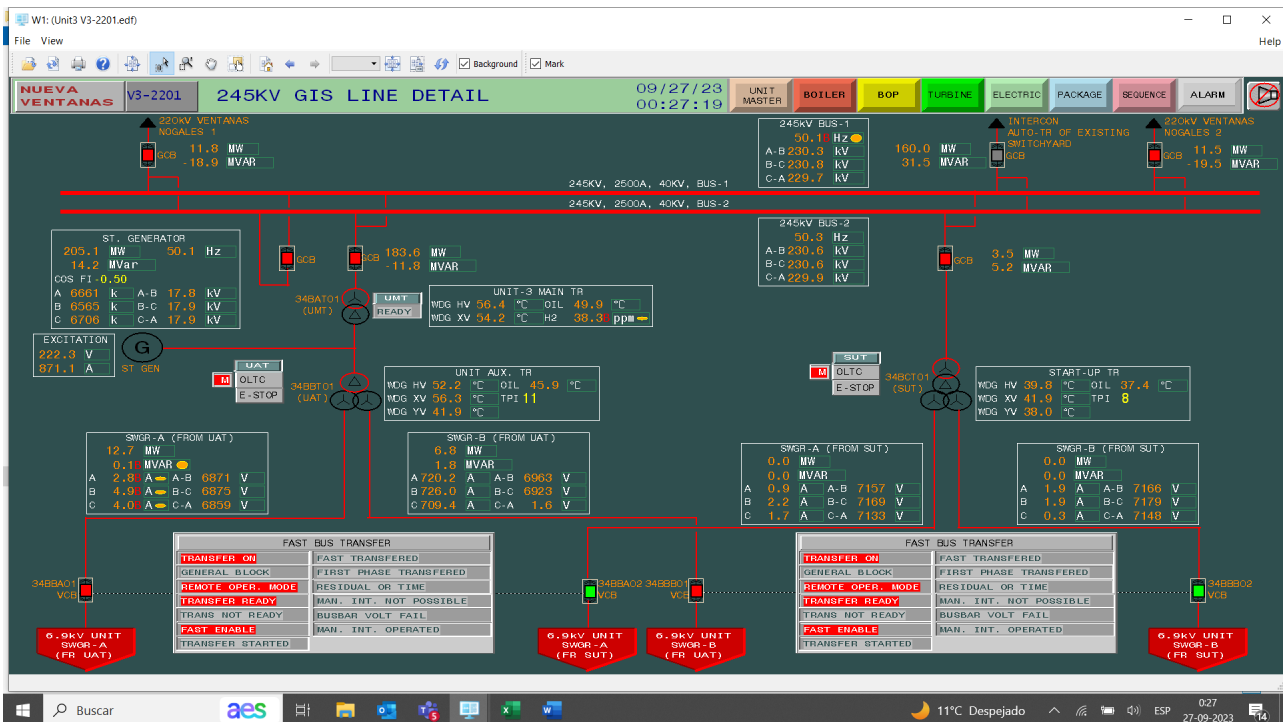
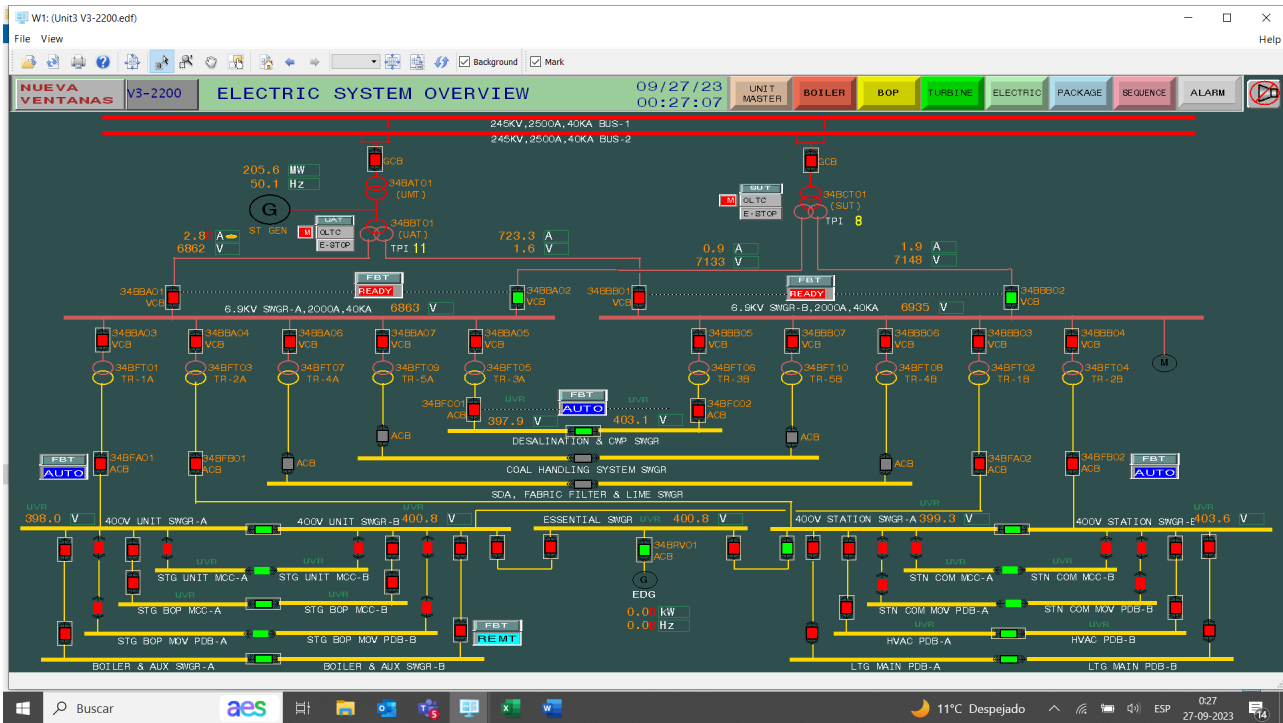






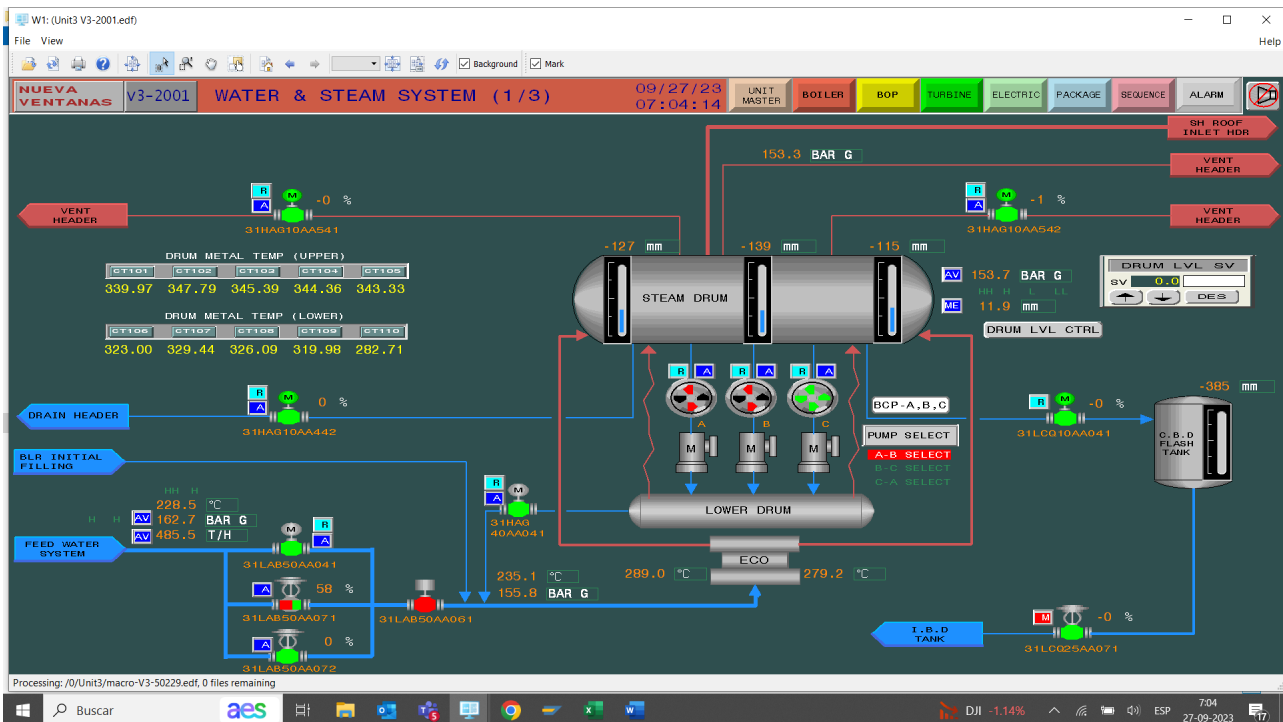
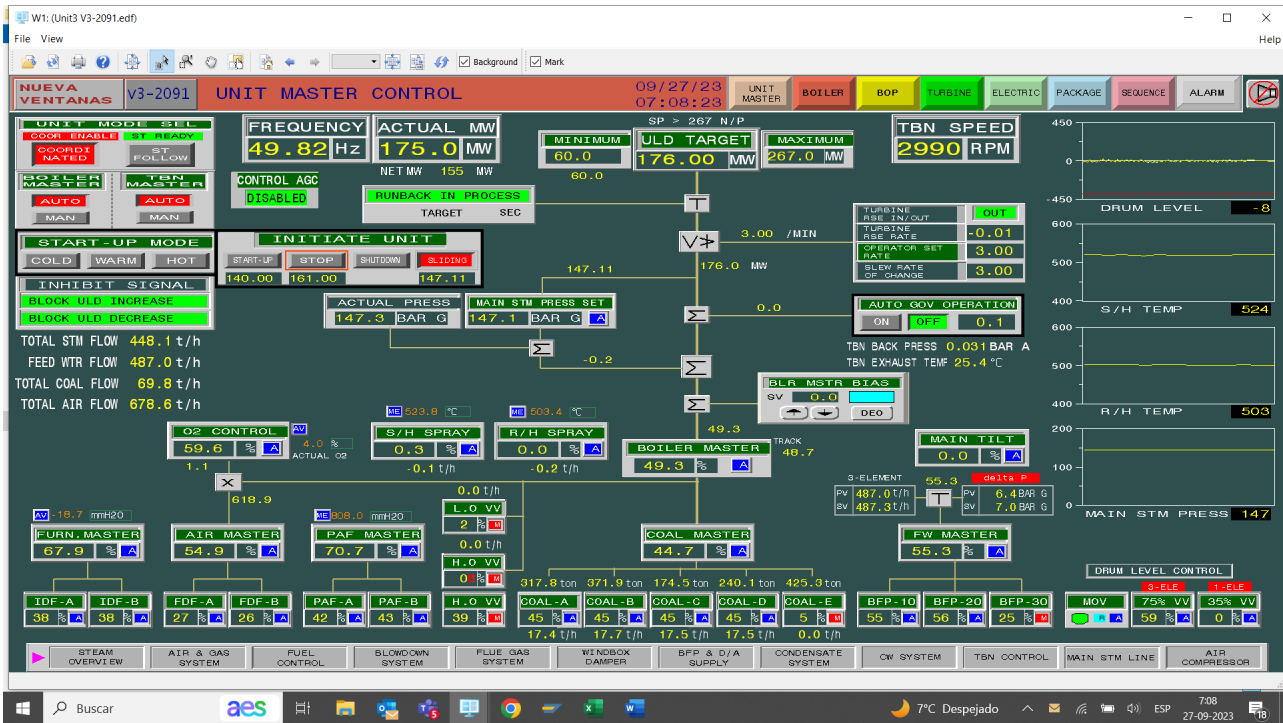


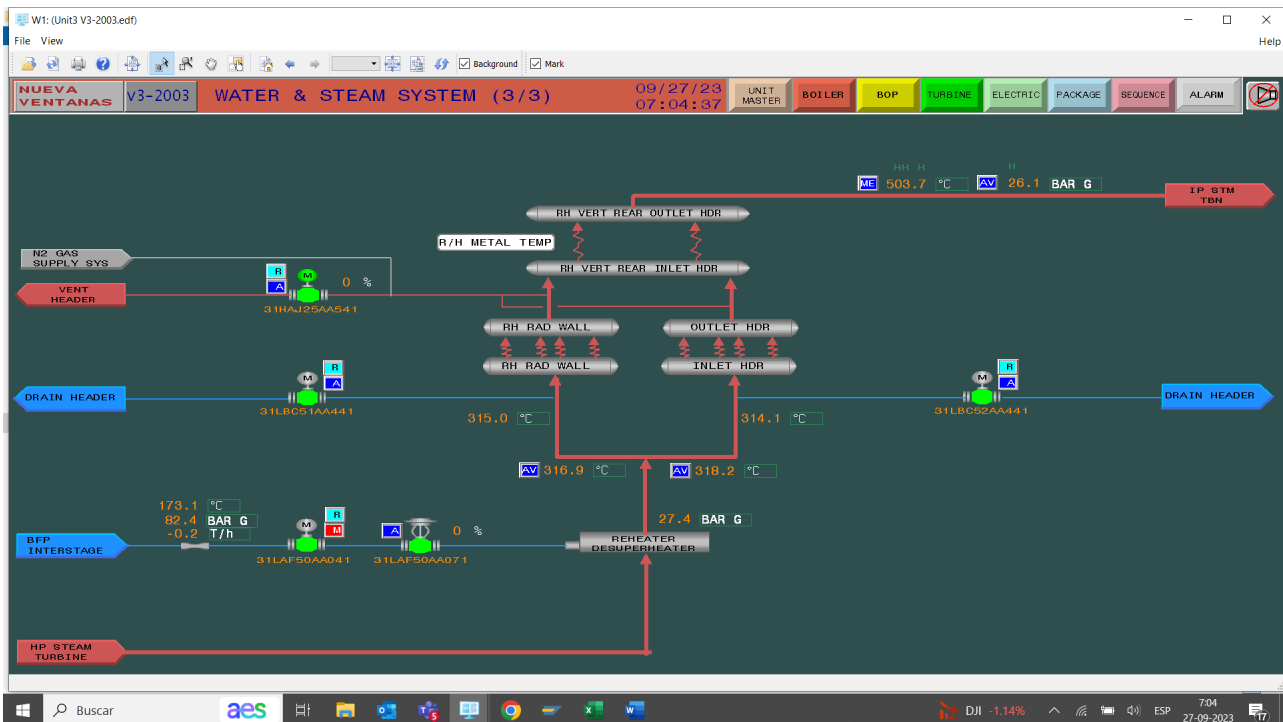
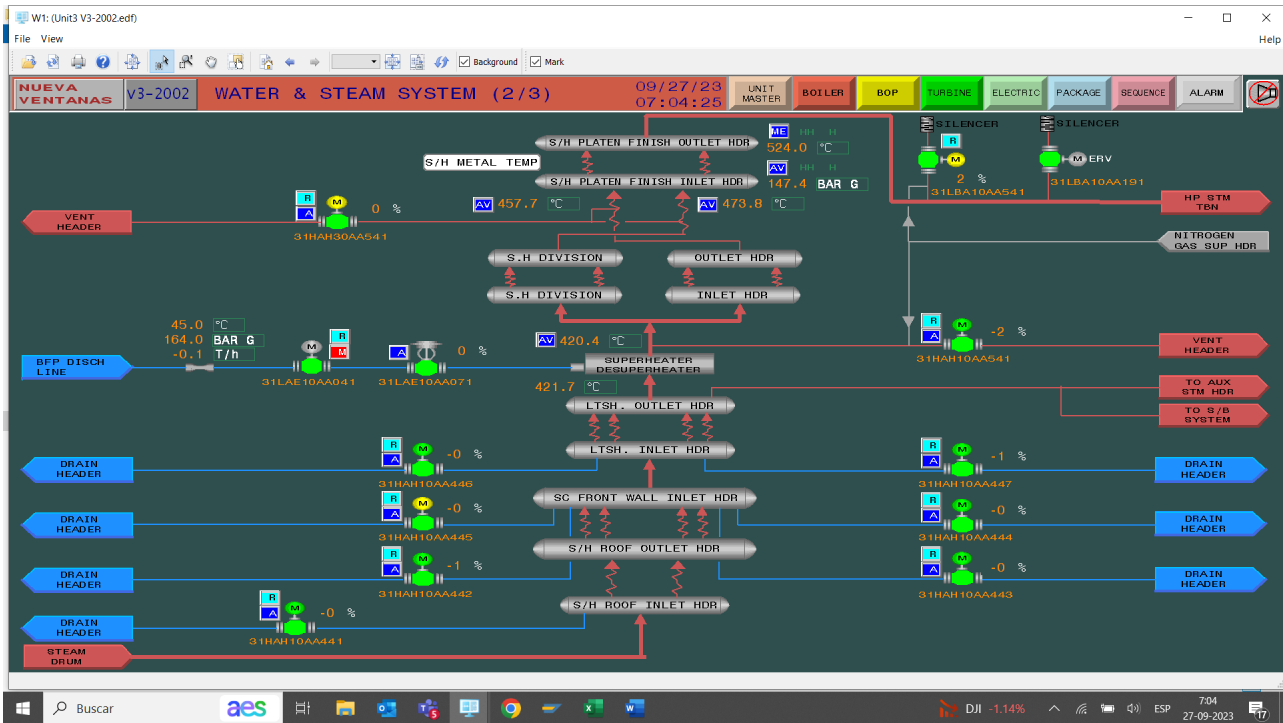


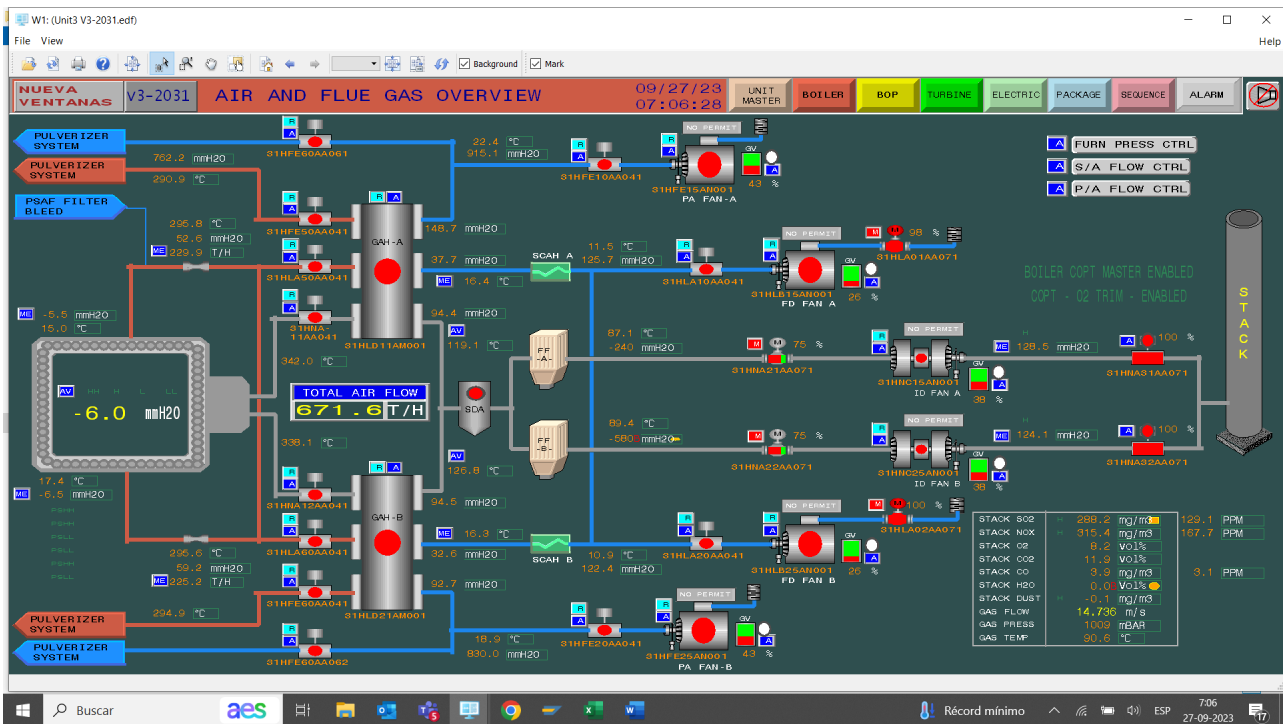


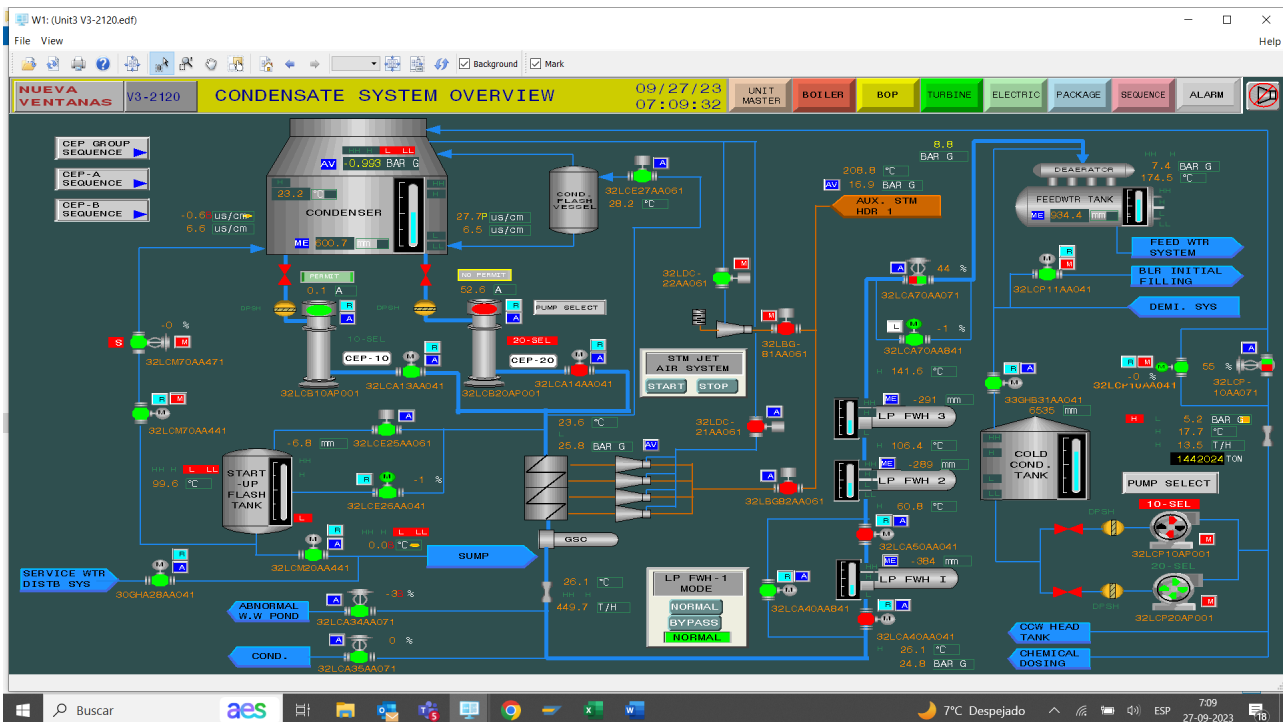
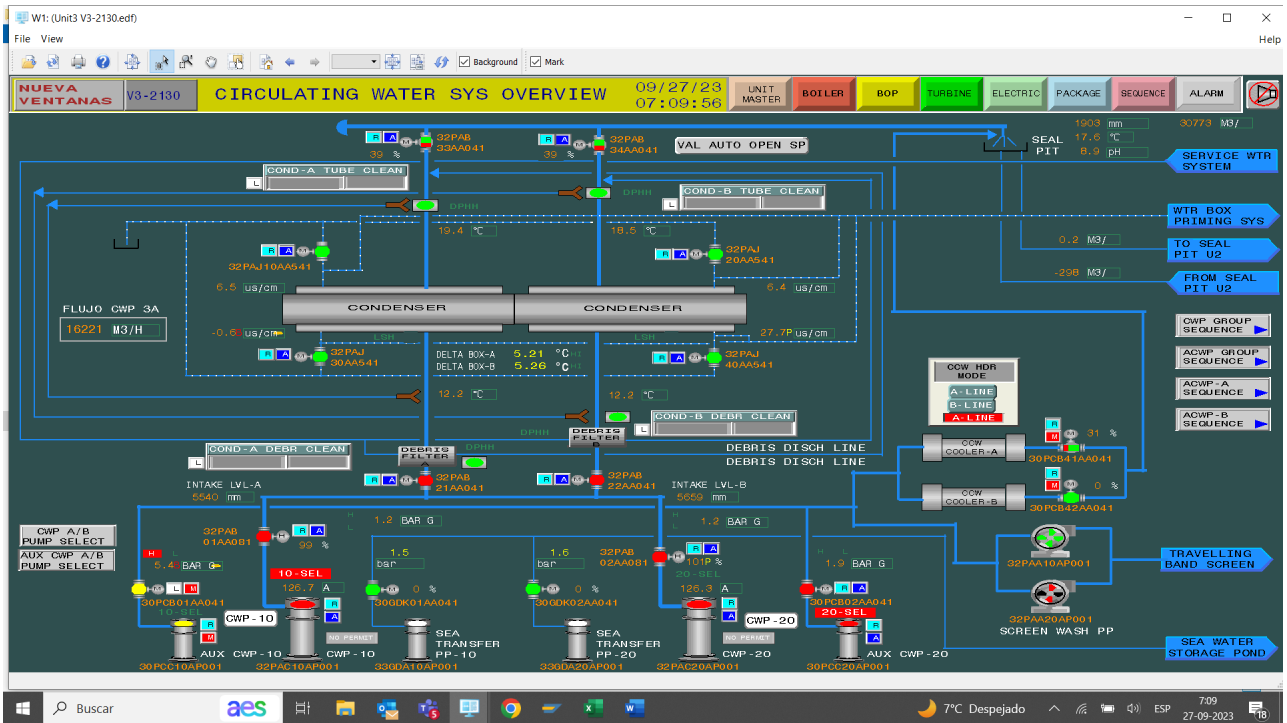


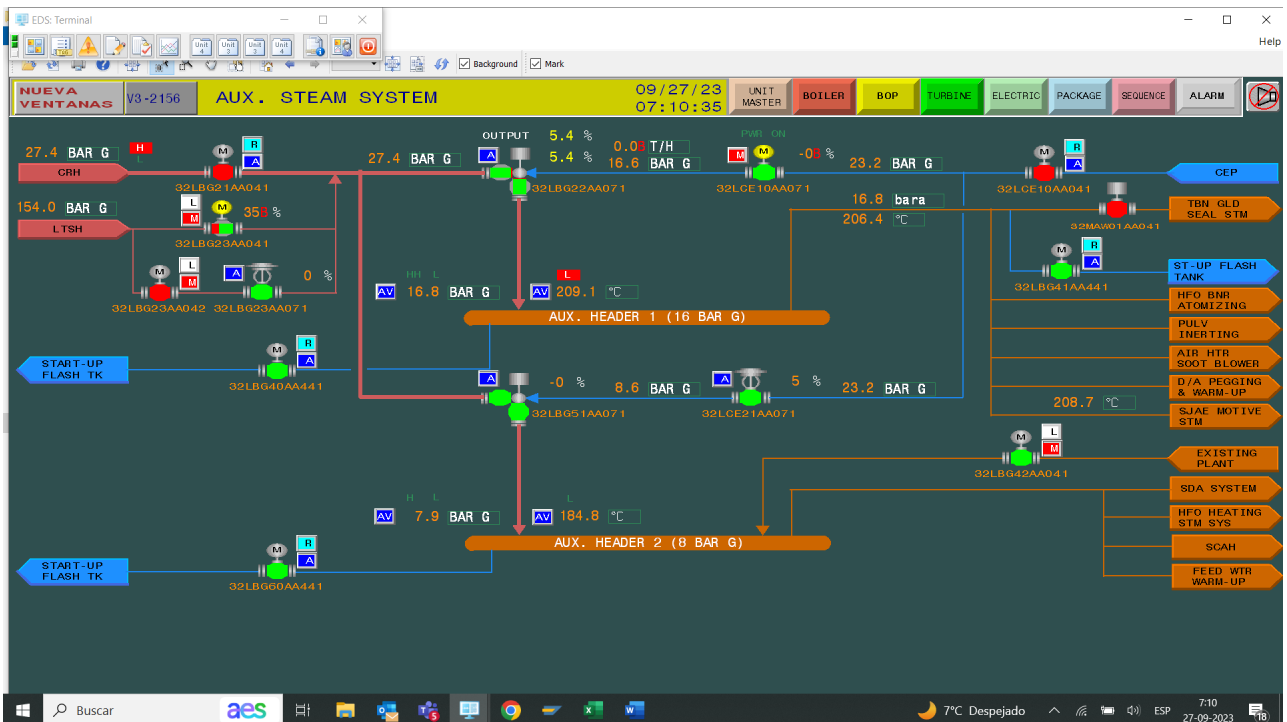
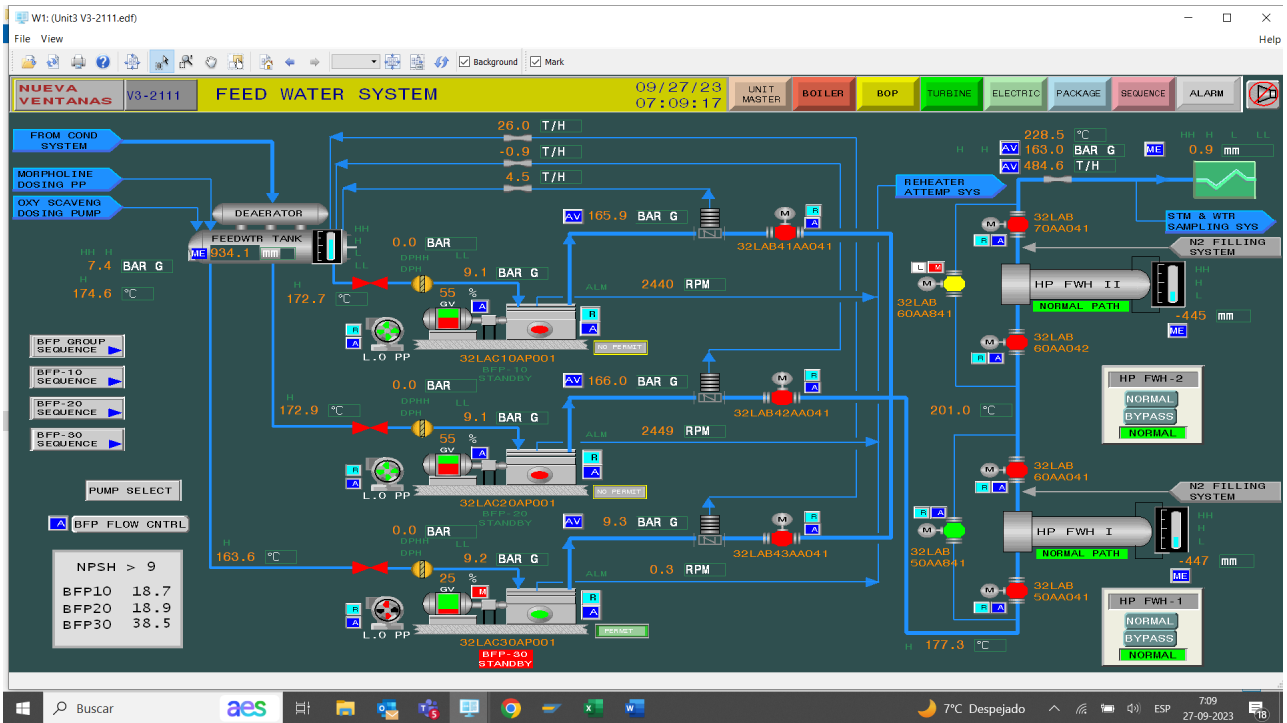
**APÉNDICE E4 CONTROL PANEL SCREEN DUMPS
TEST NO.4 (176 MW) / CONTROL DE CAPTURA DE
PANTALLAS PRUEBA NO.4 (176 MW)**

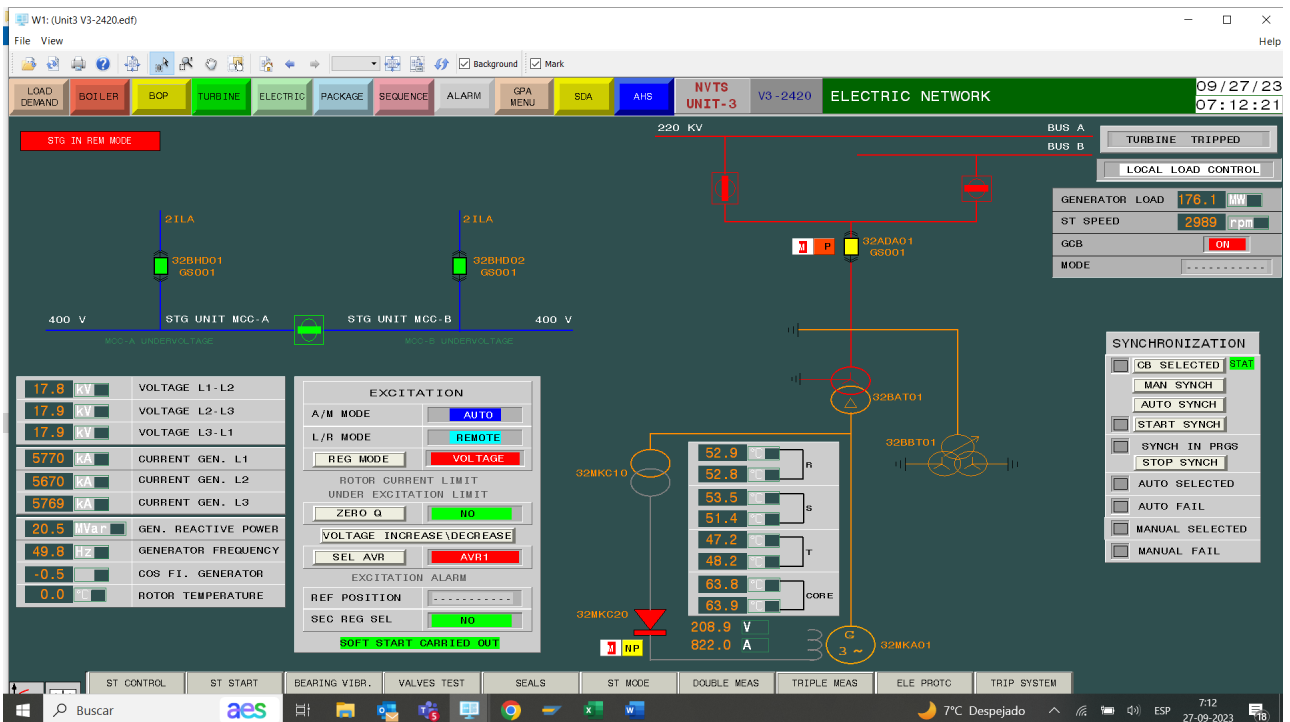
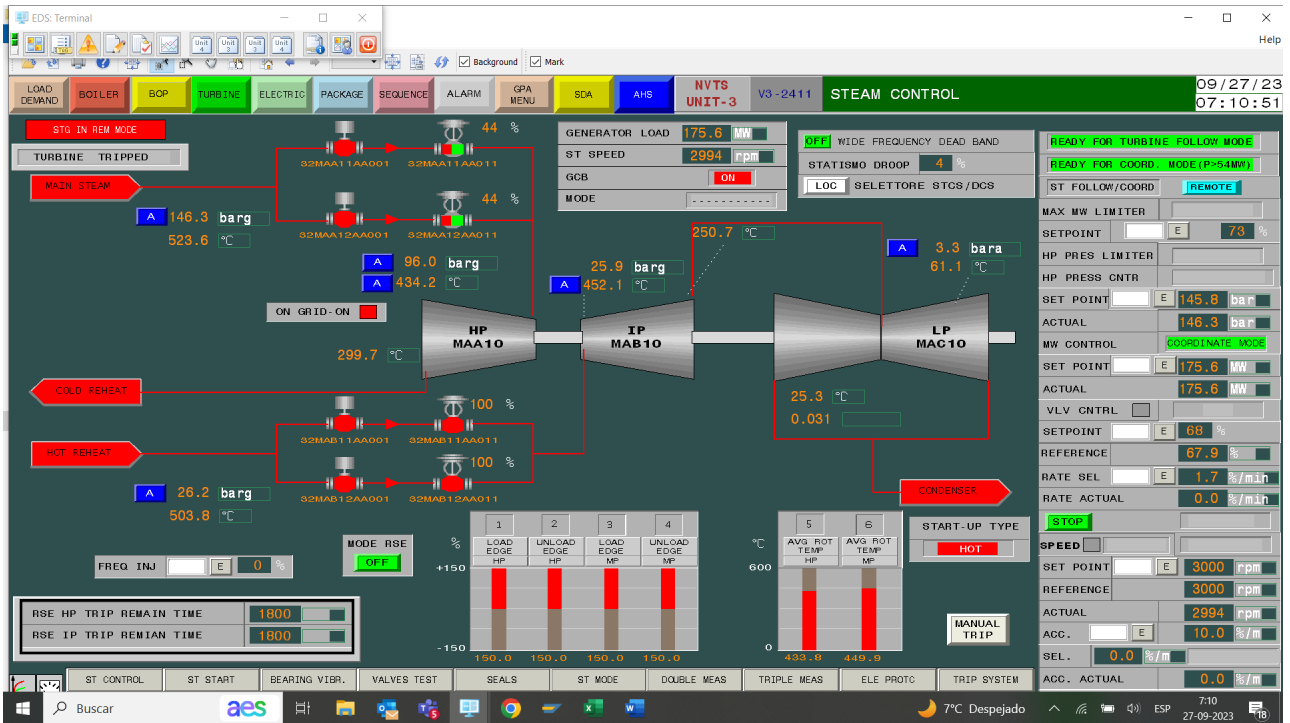


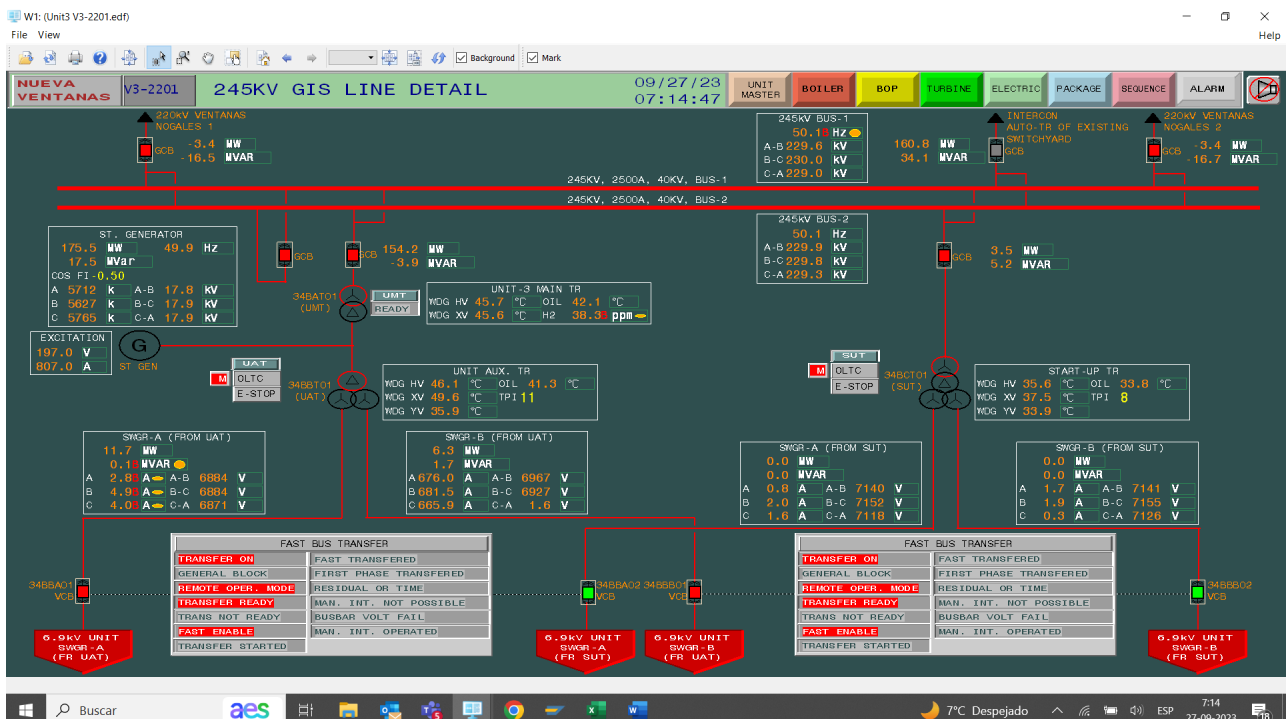
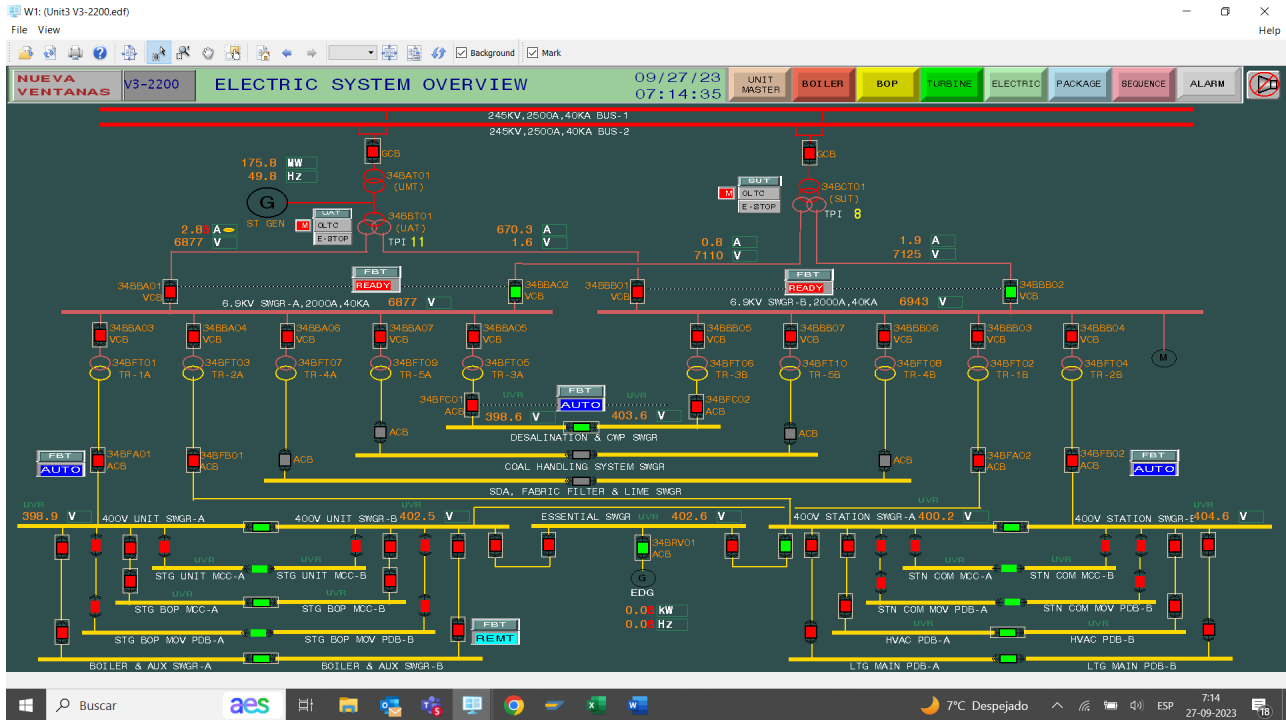






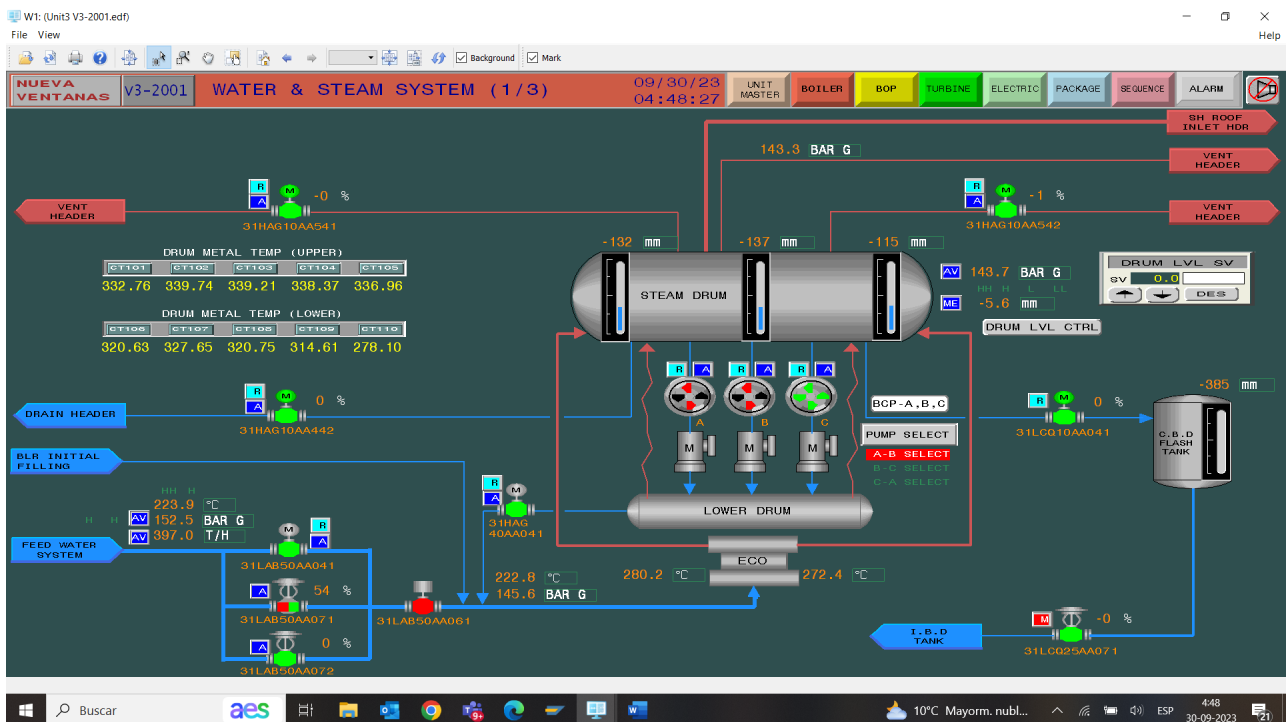
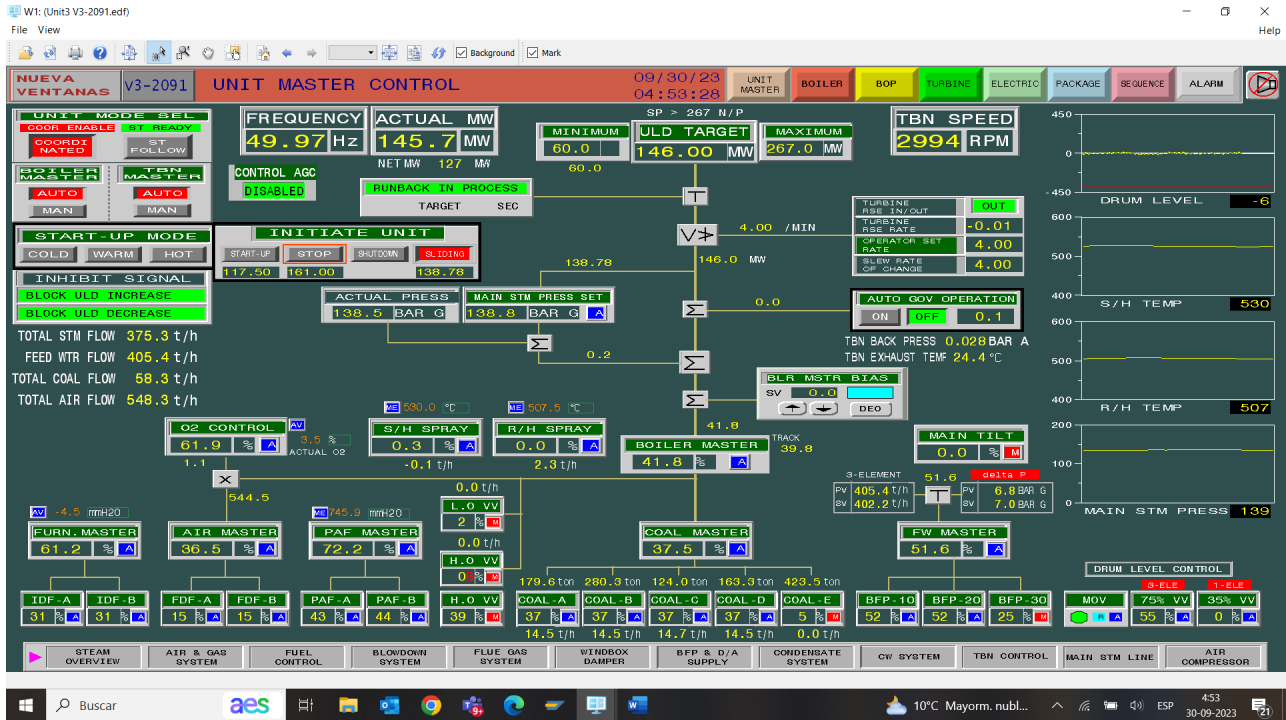


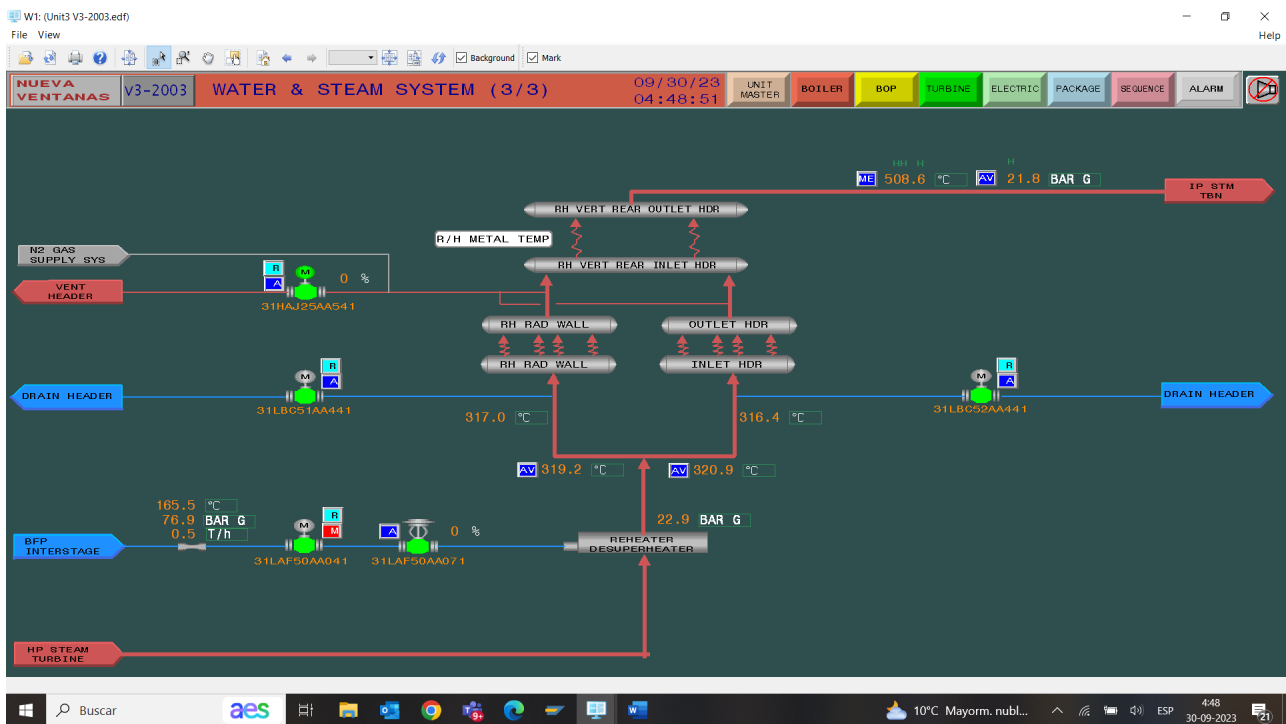
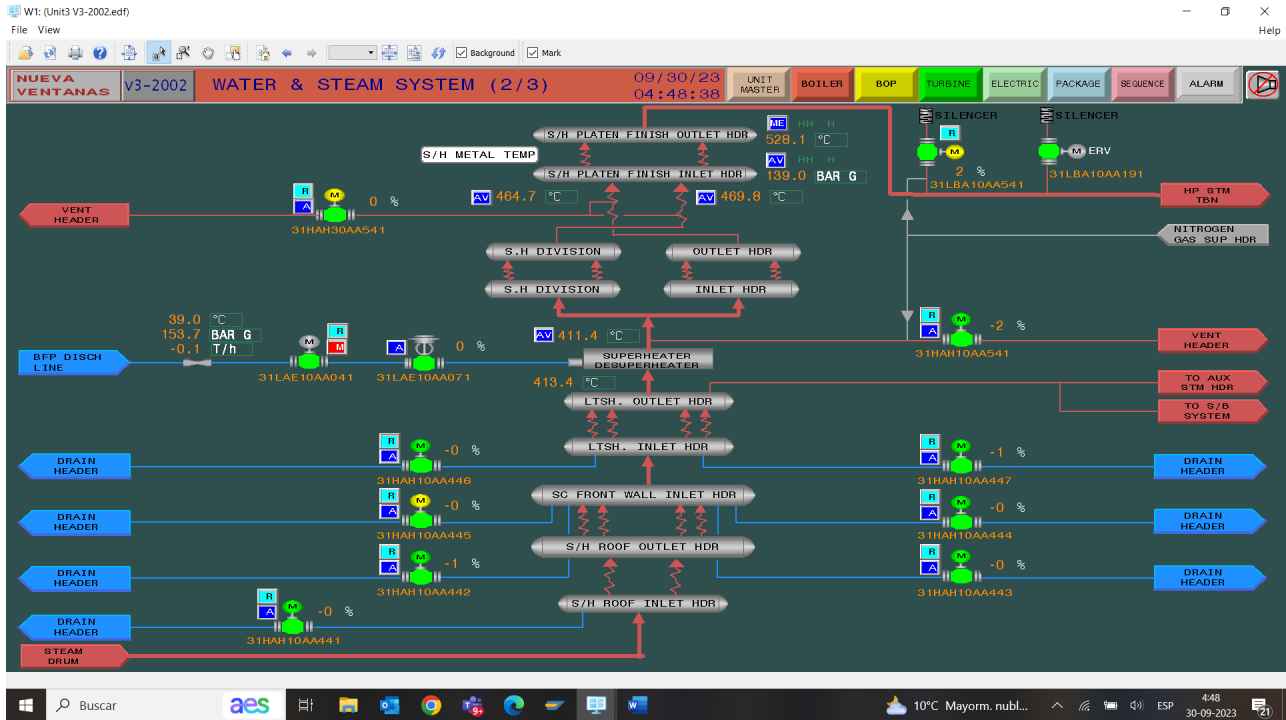


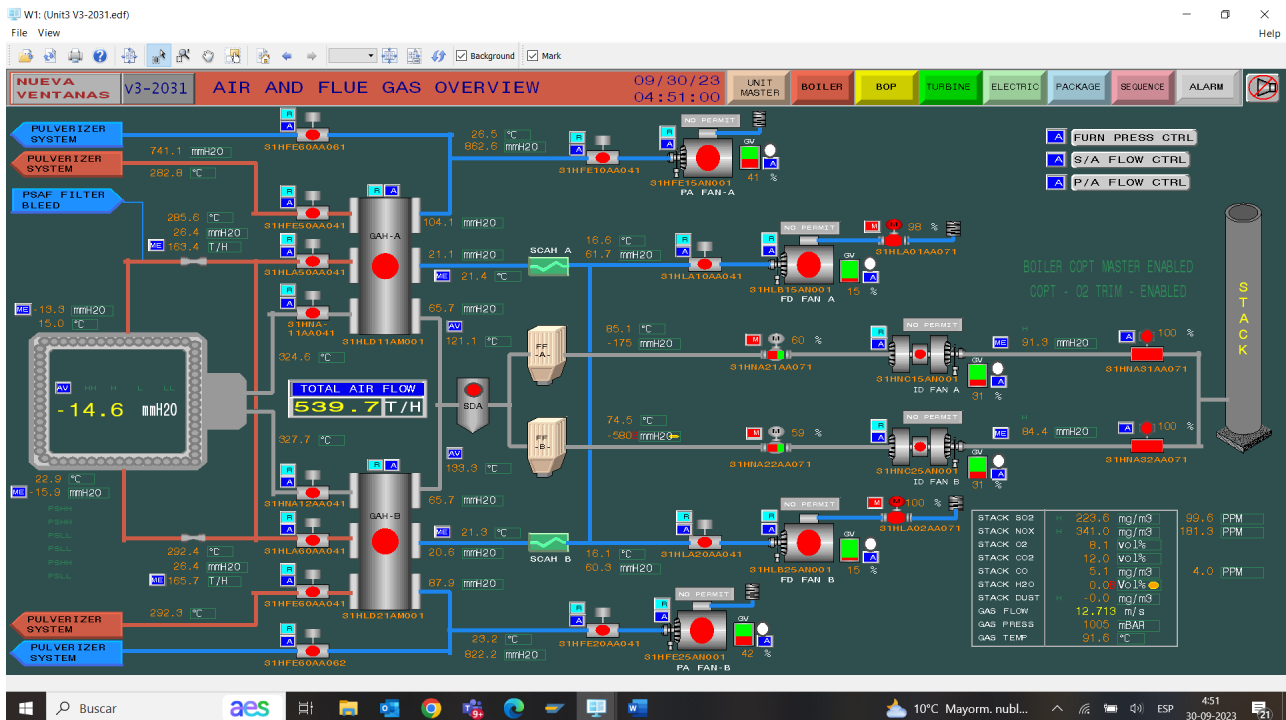


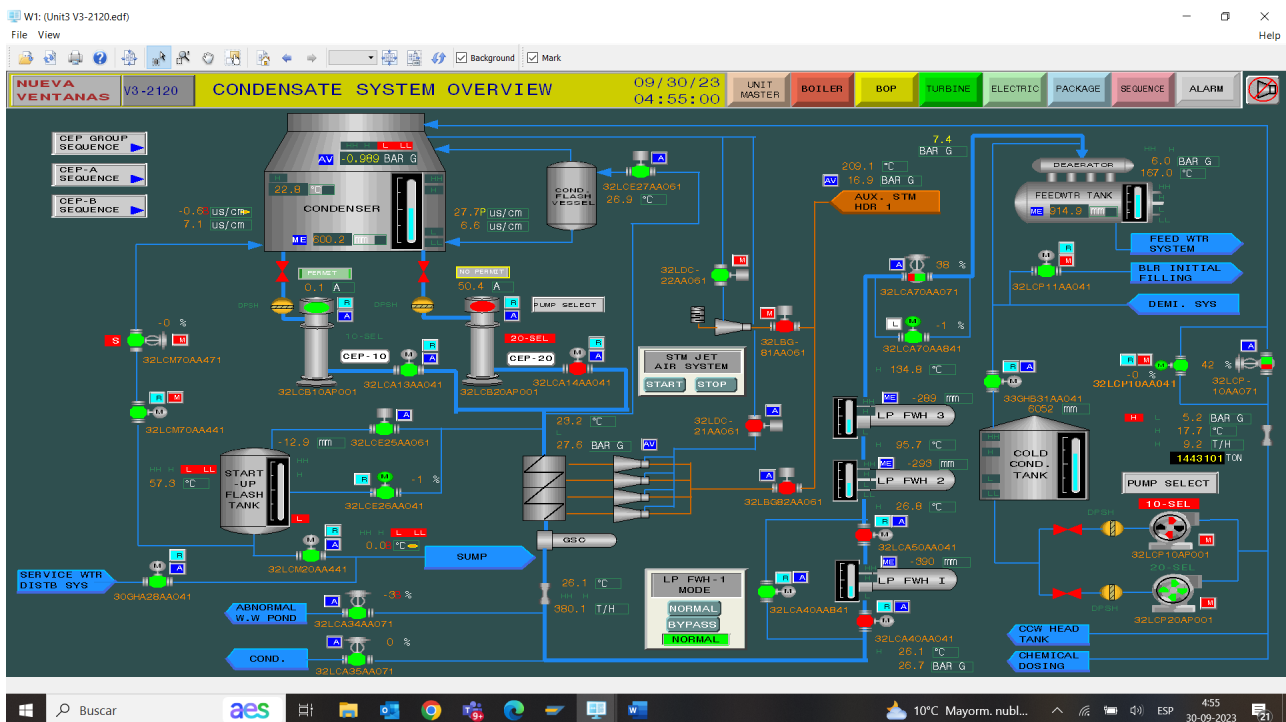
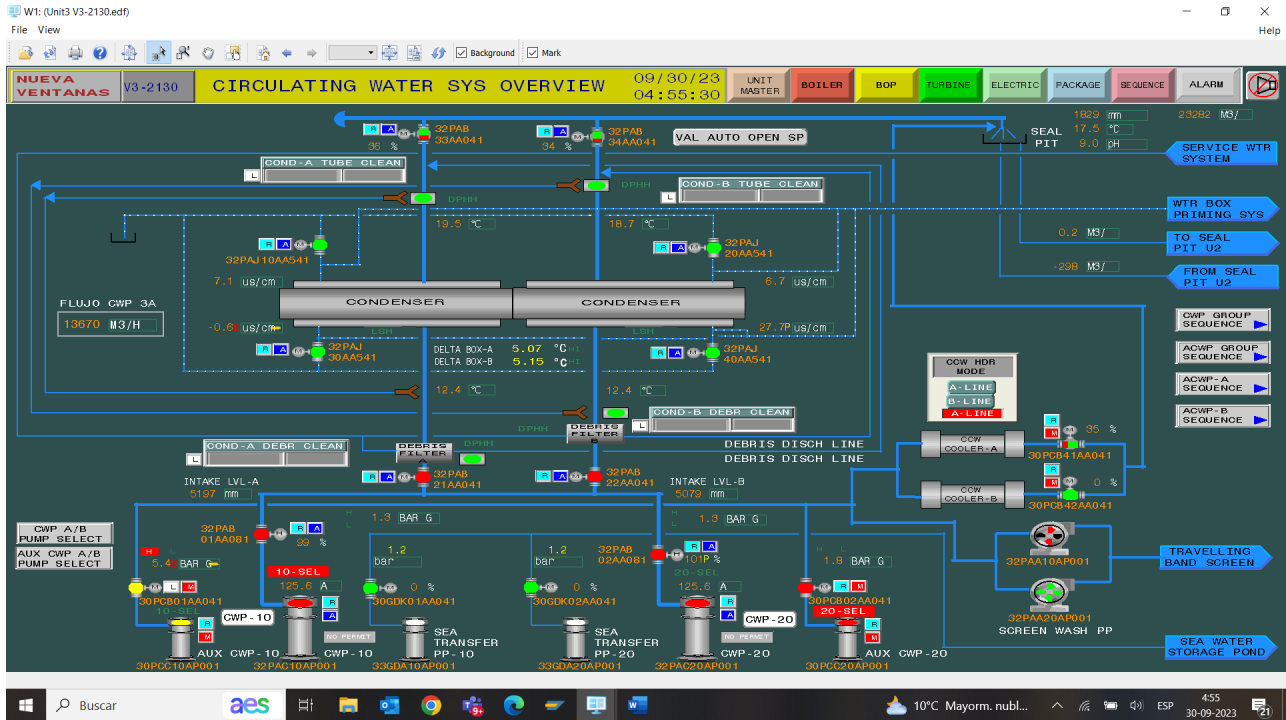


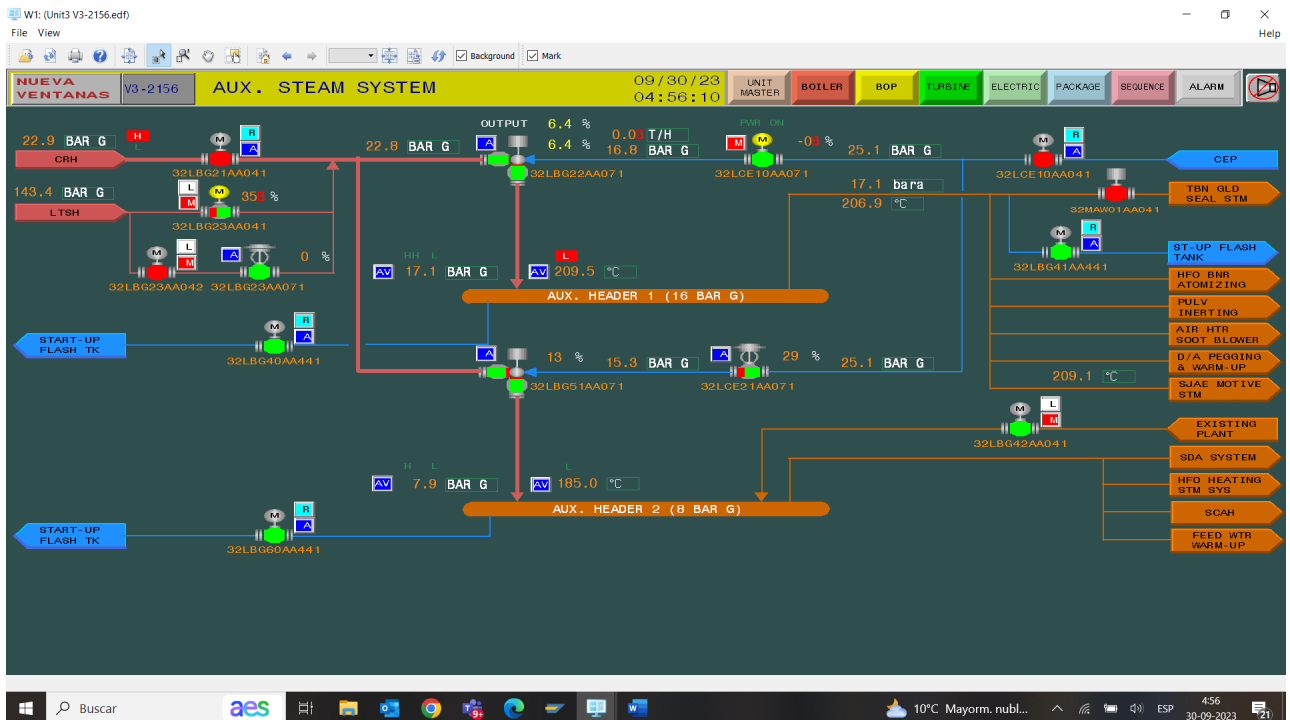
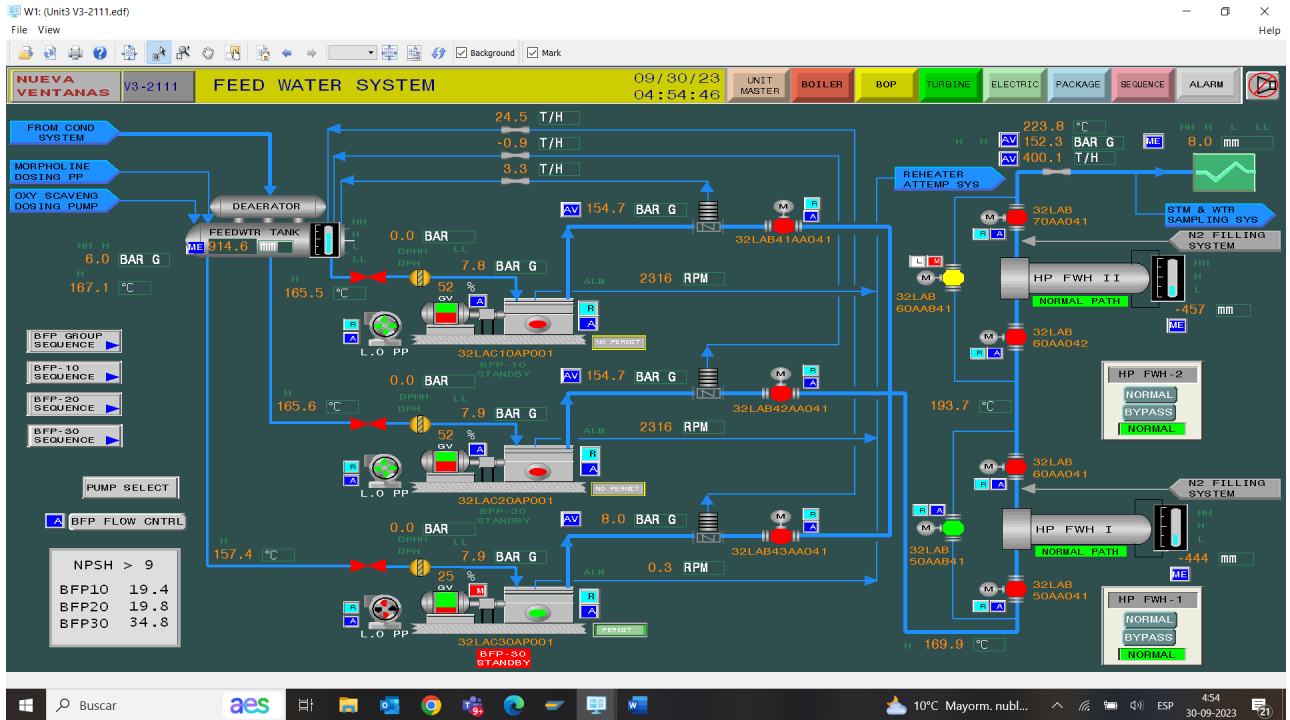
**APÉNDICE E5 CONTROL PANEL SCREEN DUMPS
TEST NO.5 (146 MW) / CONTROL DE CAPTURA DE
PANTALLAS PRUEBA NO.5 (146 MW)**

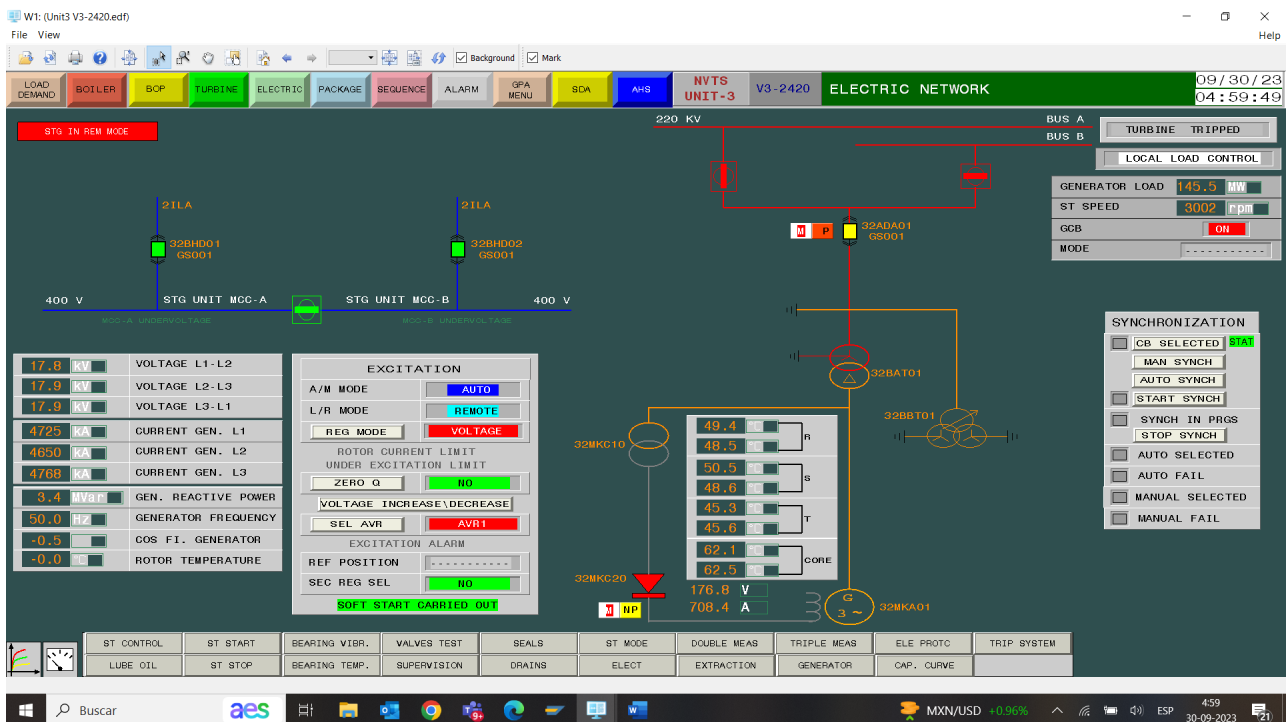
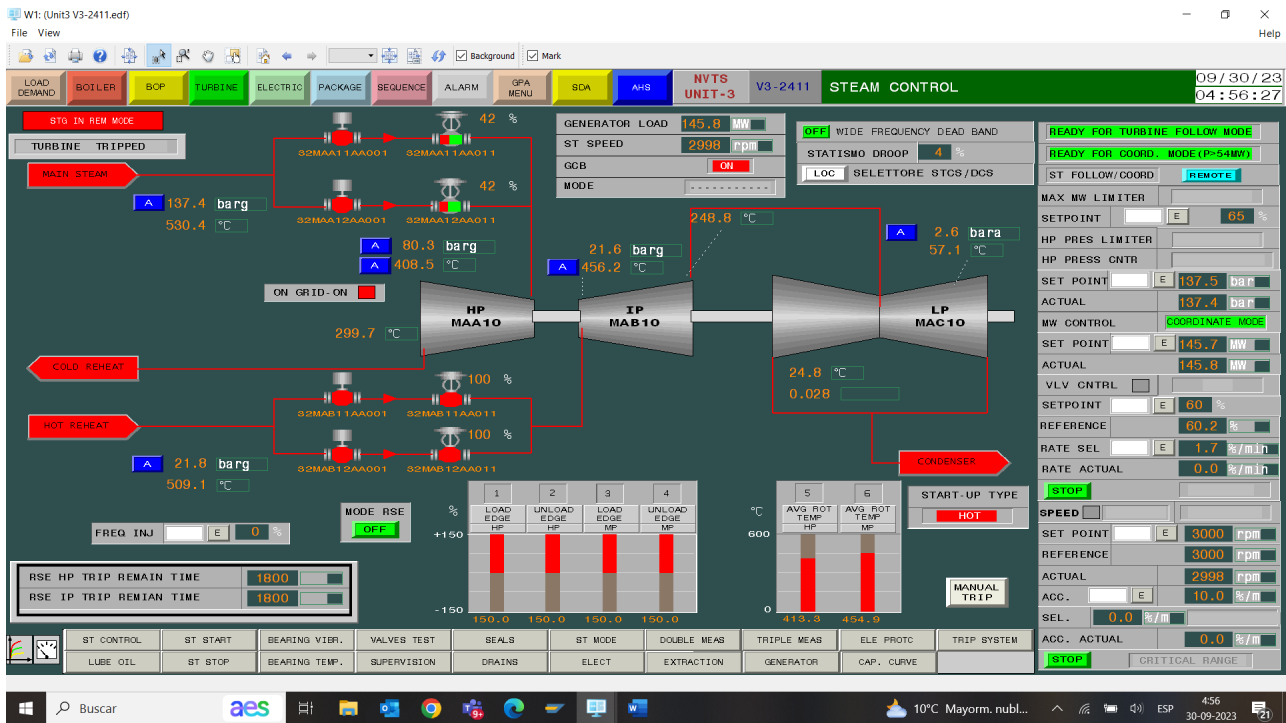


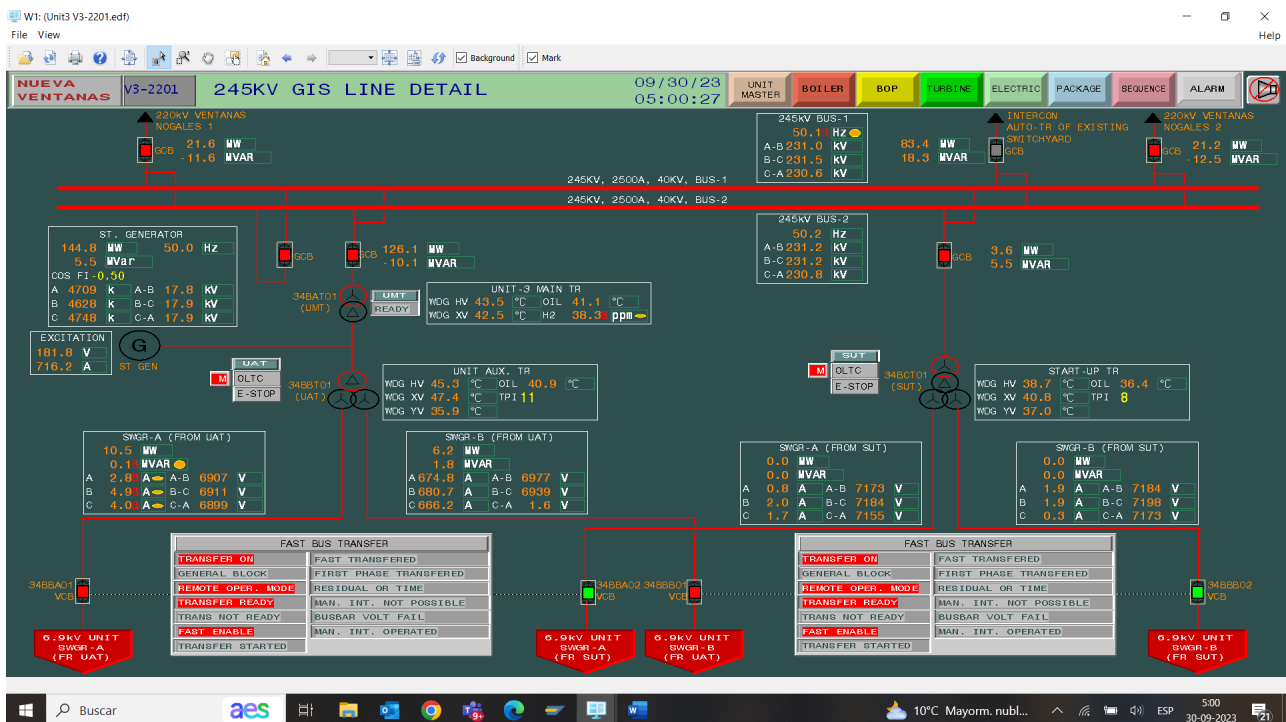
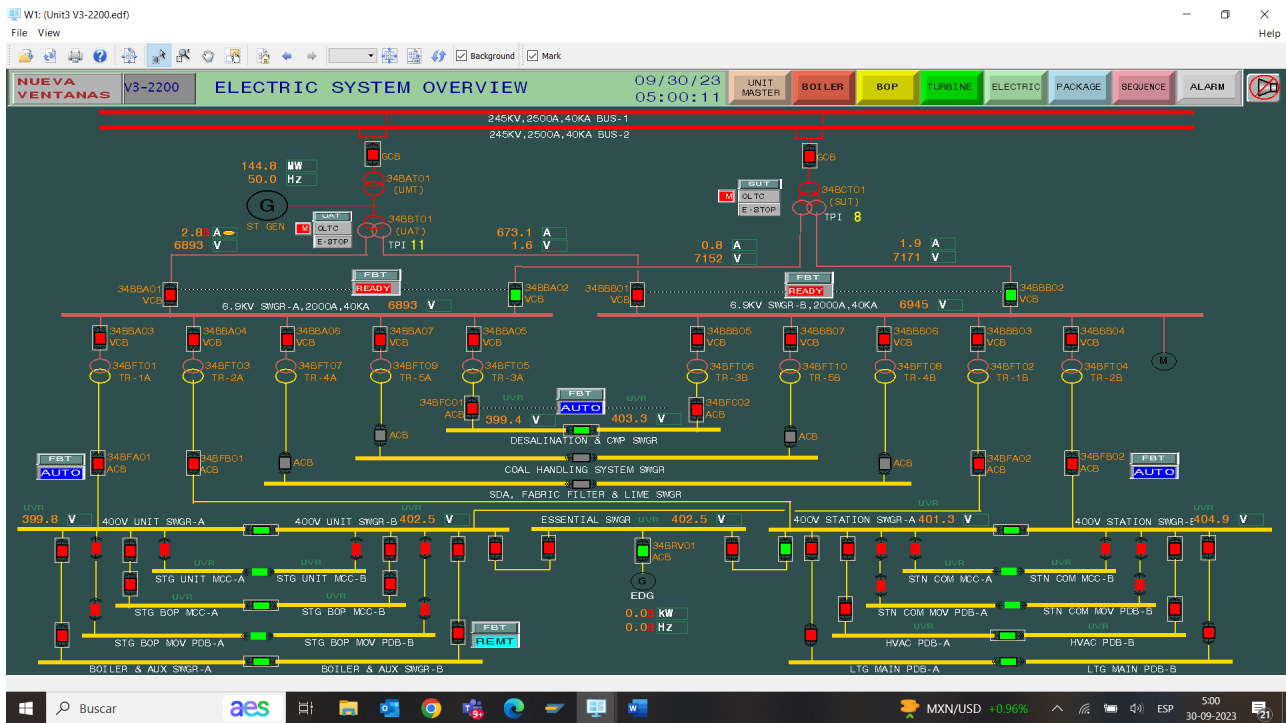






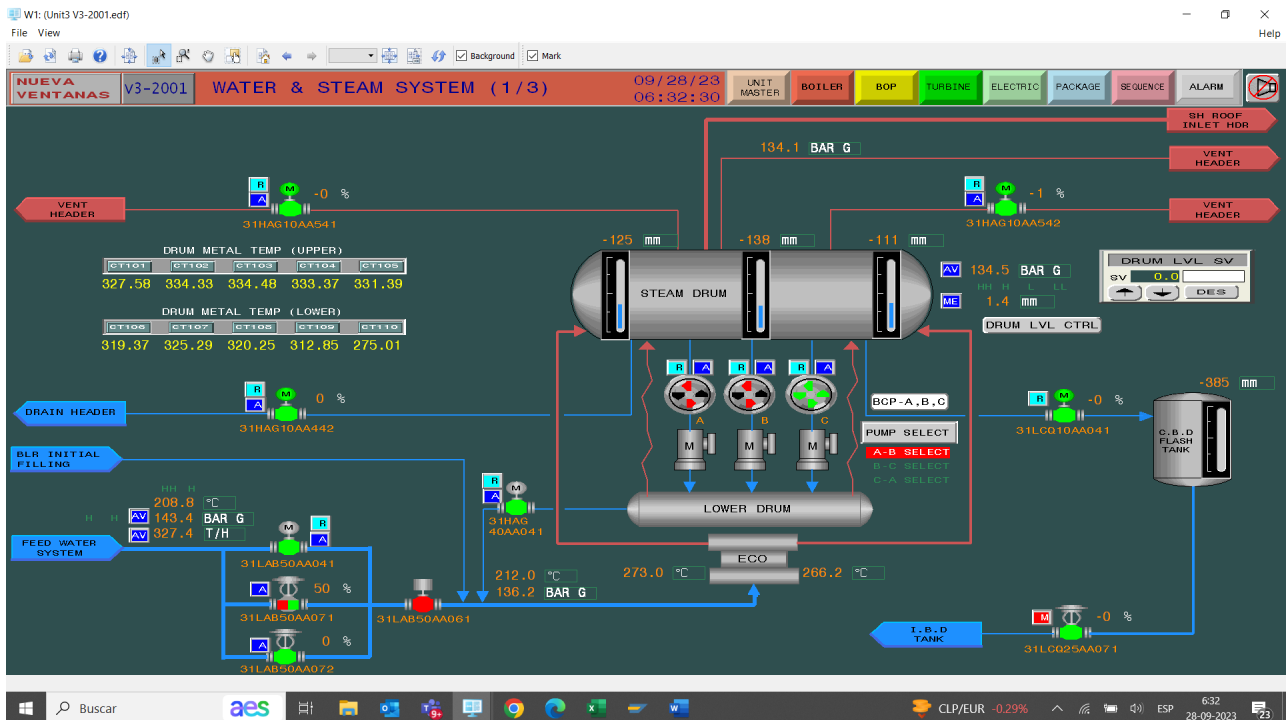
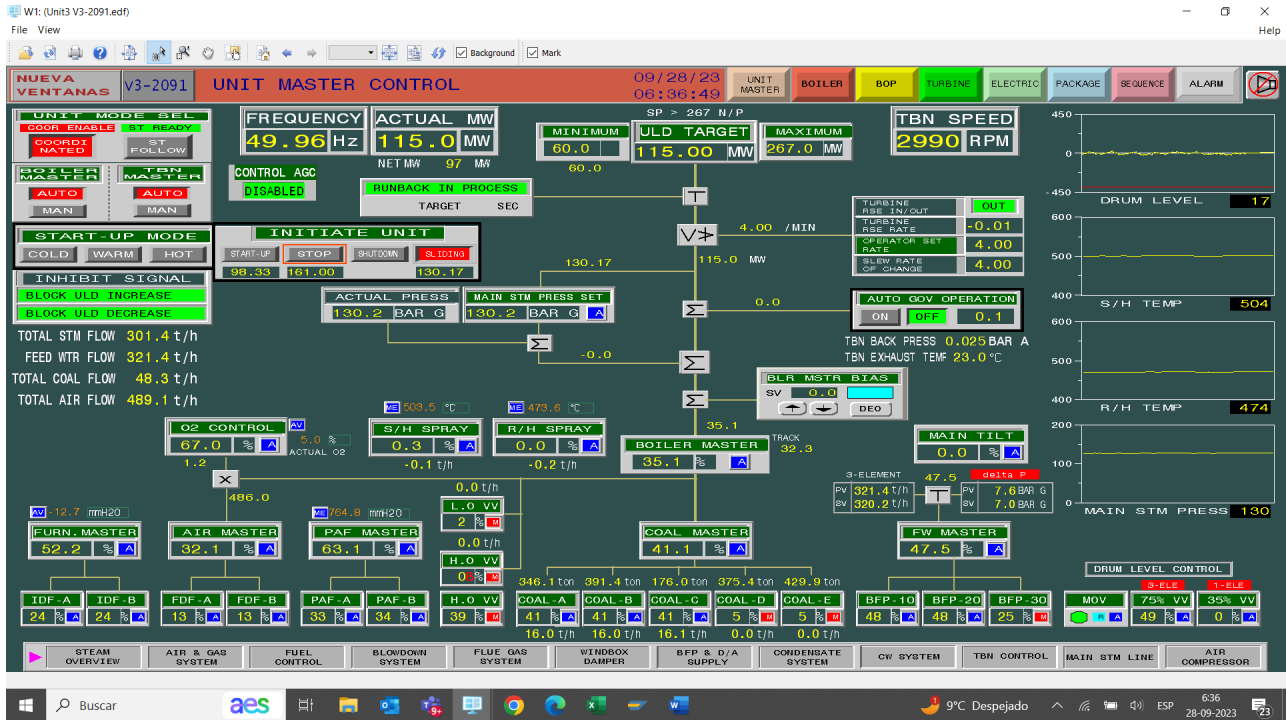


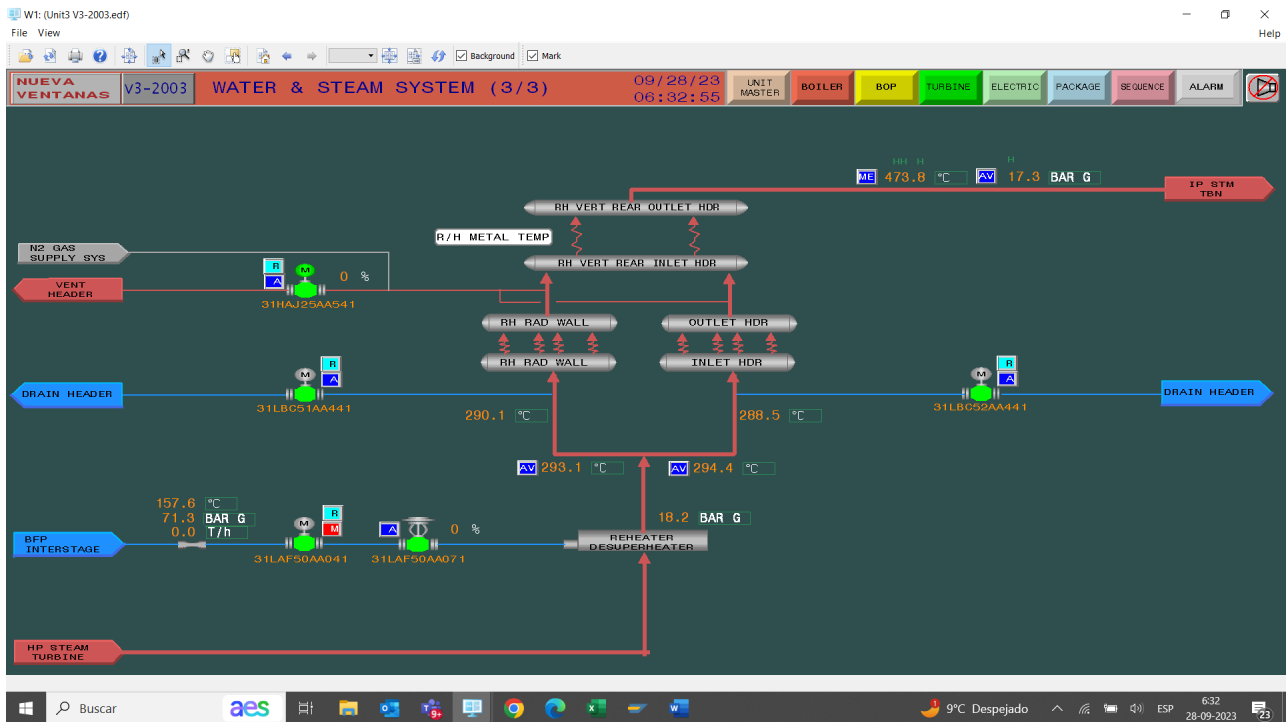
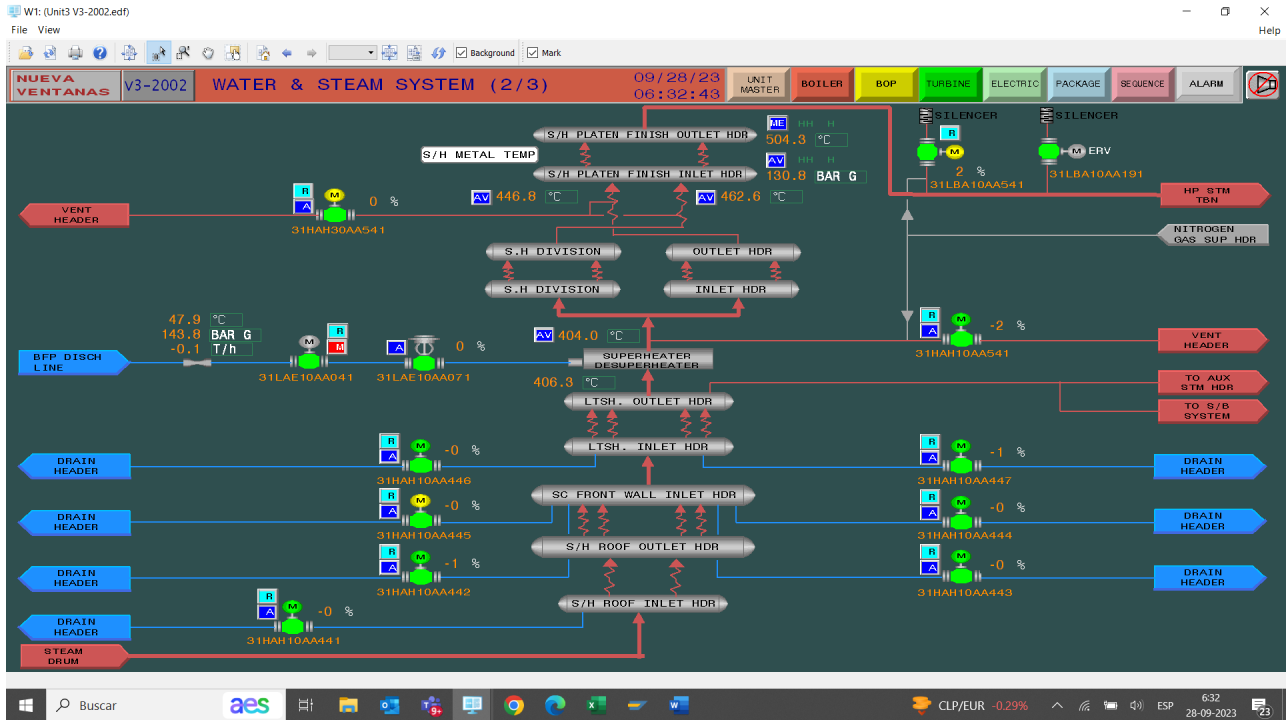


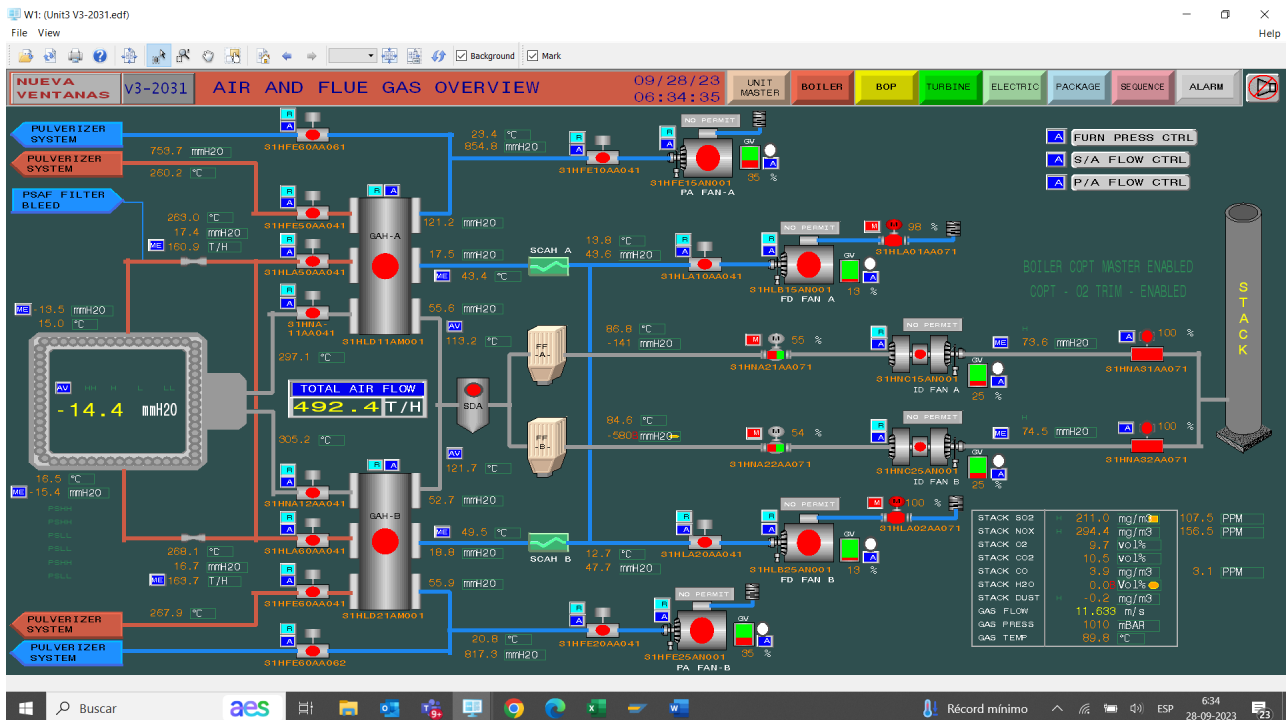


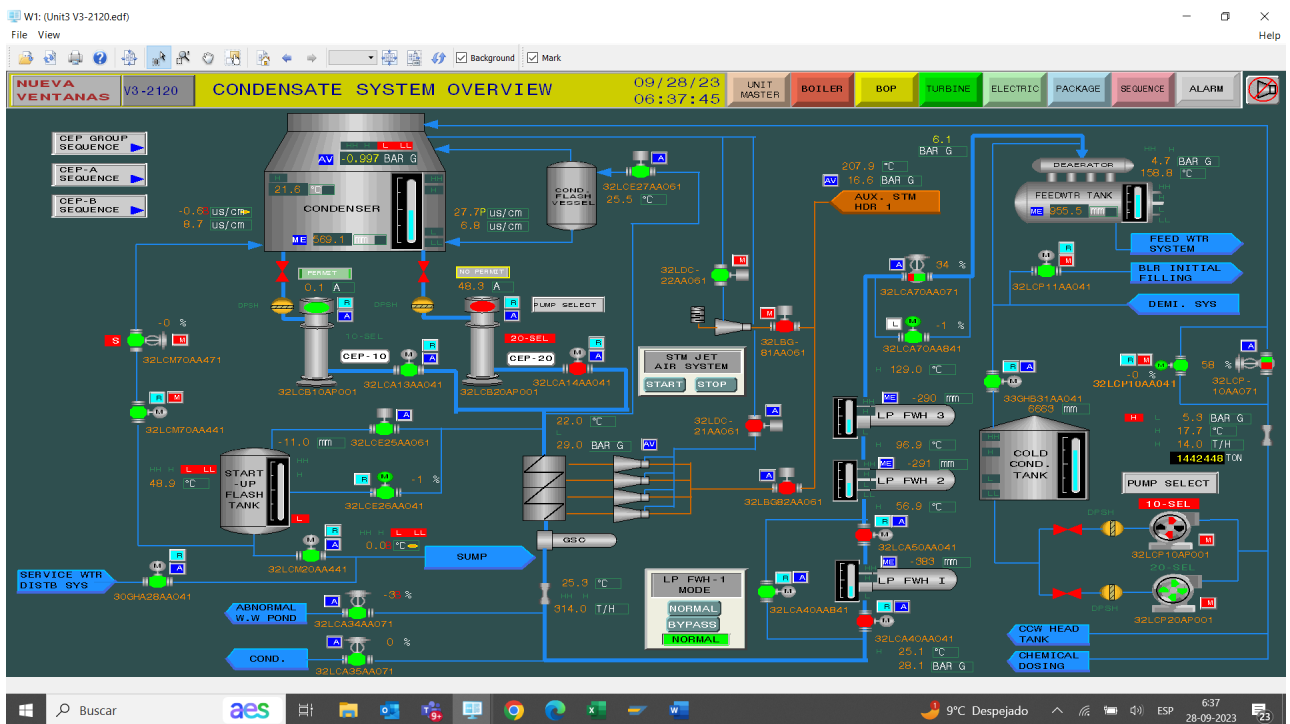
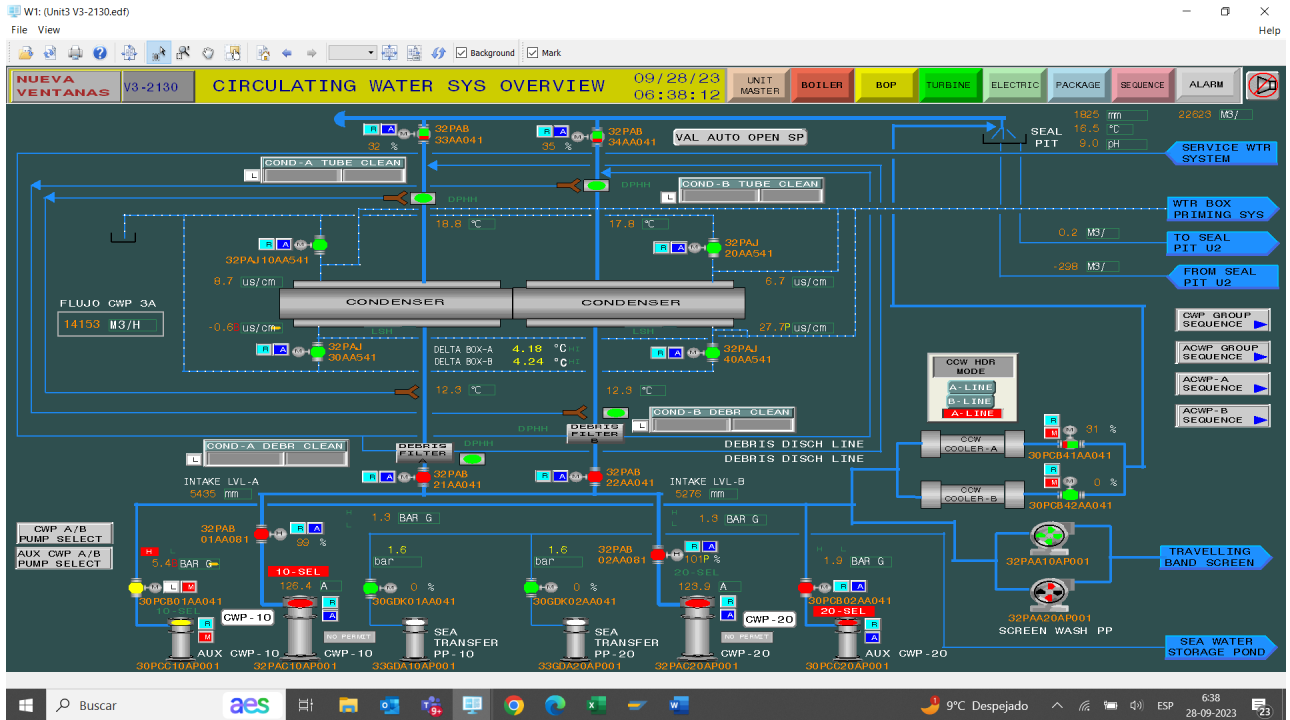


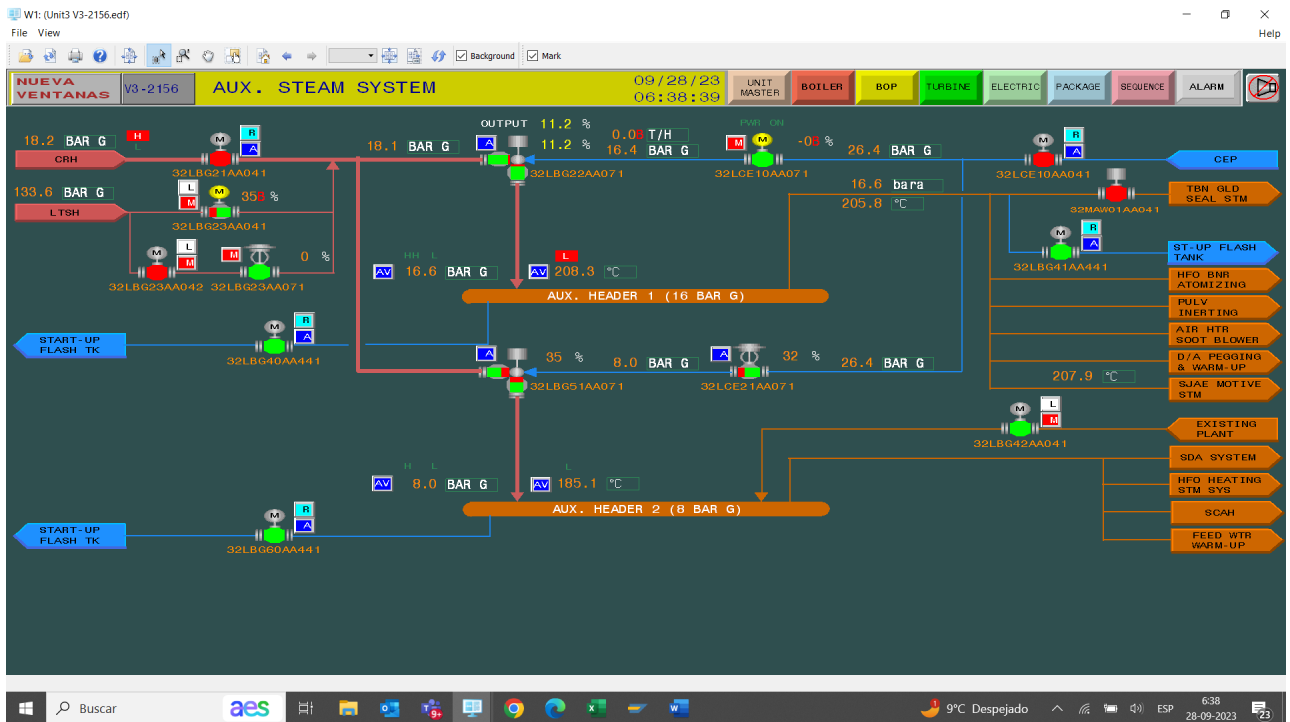
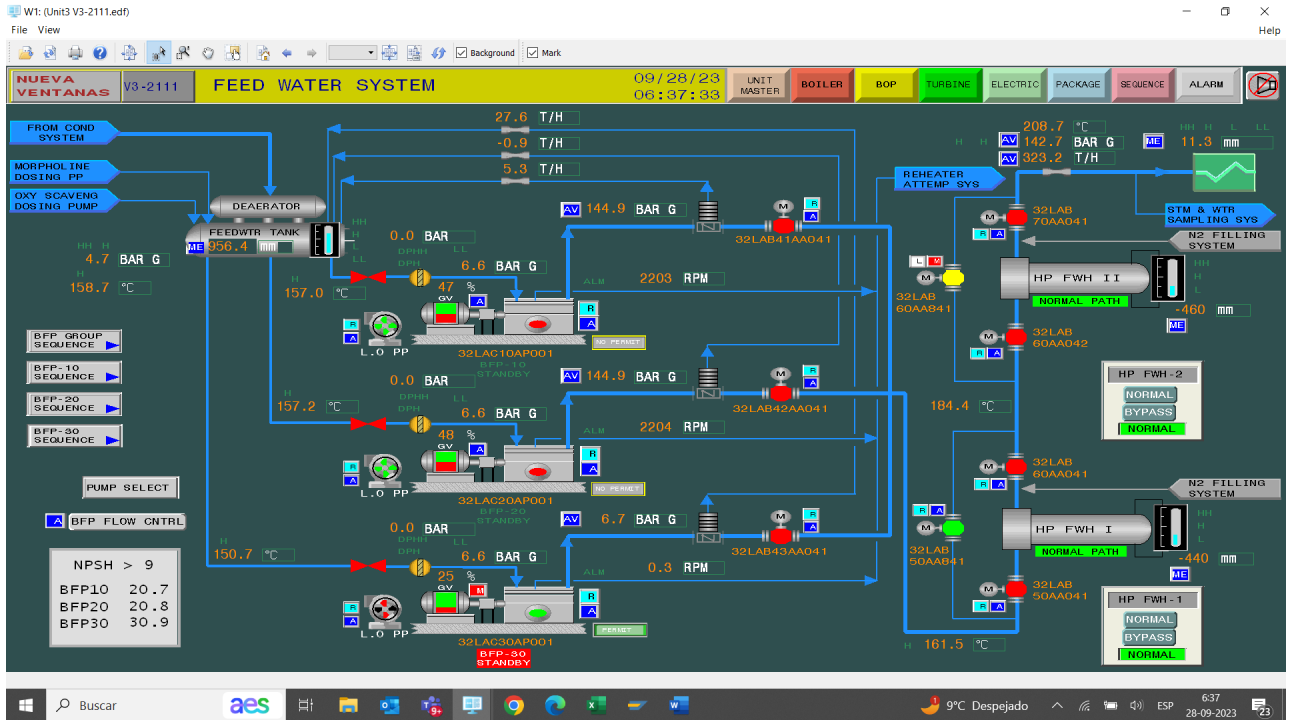
**APÉNDICE E6 CONTROL PANEL SCREEN DUMPS
TEST NO.6 (115 MW) / CONTROL DE CAPTURA DE
PANTALLAS PRUEBA NO.6 (115 MW)**

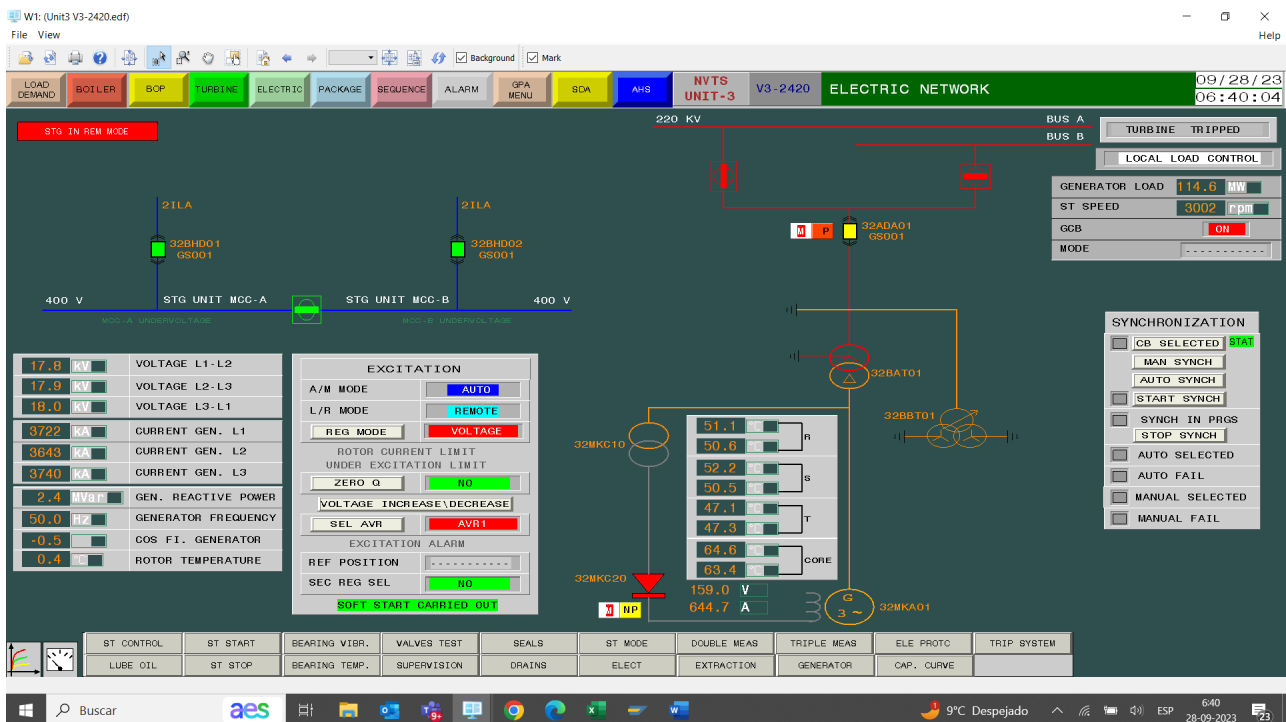
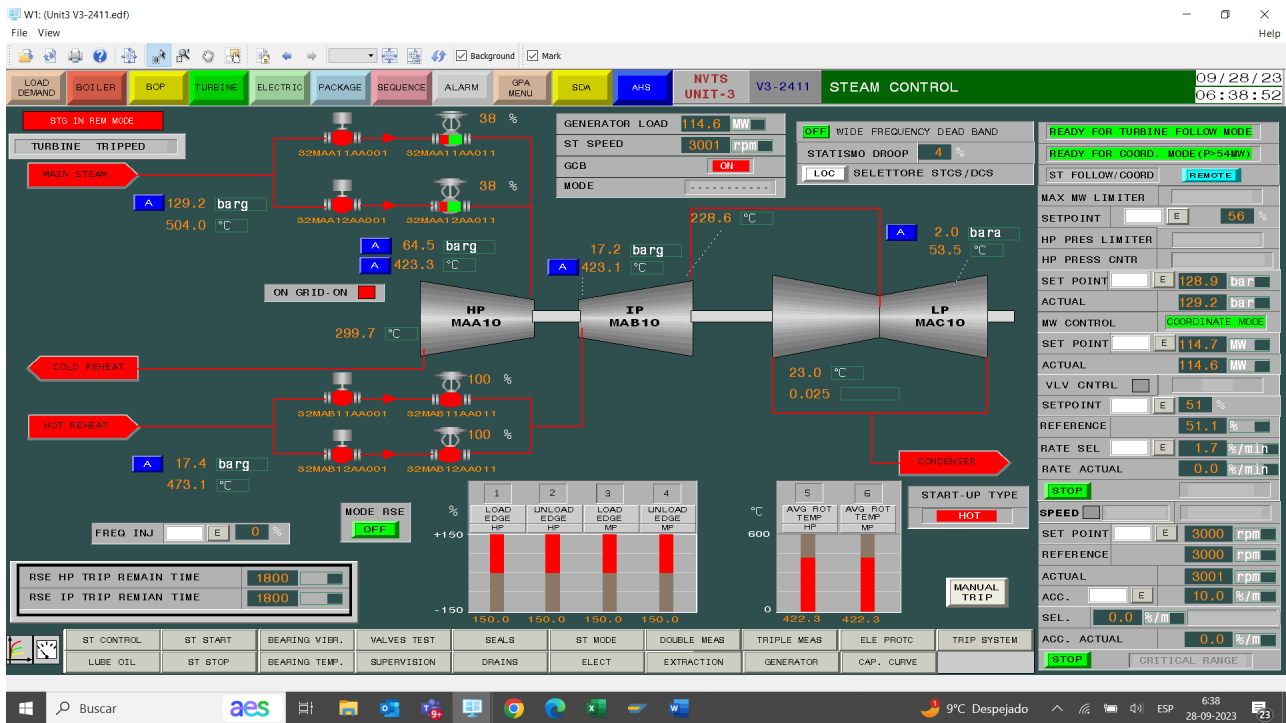


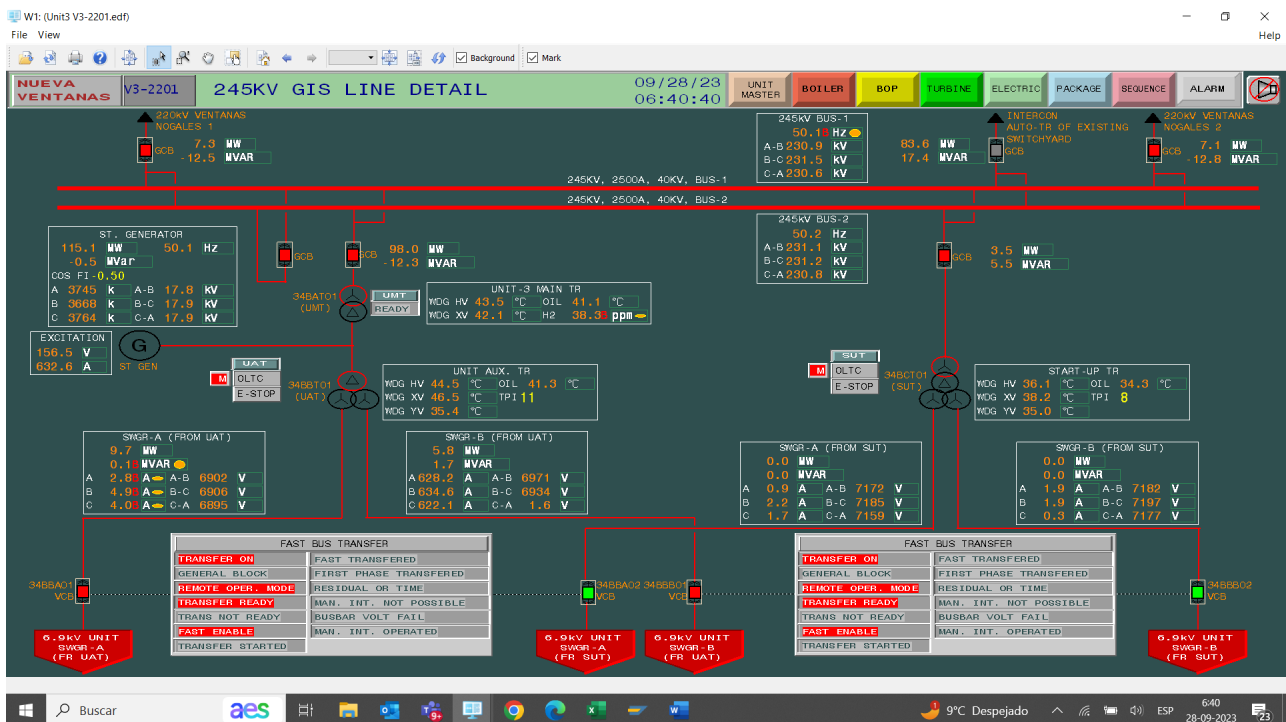
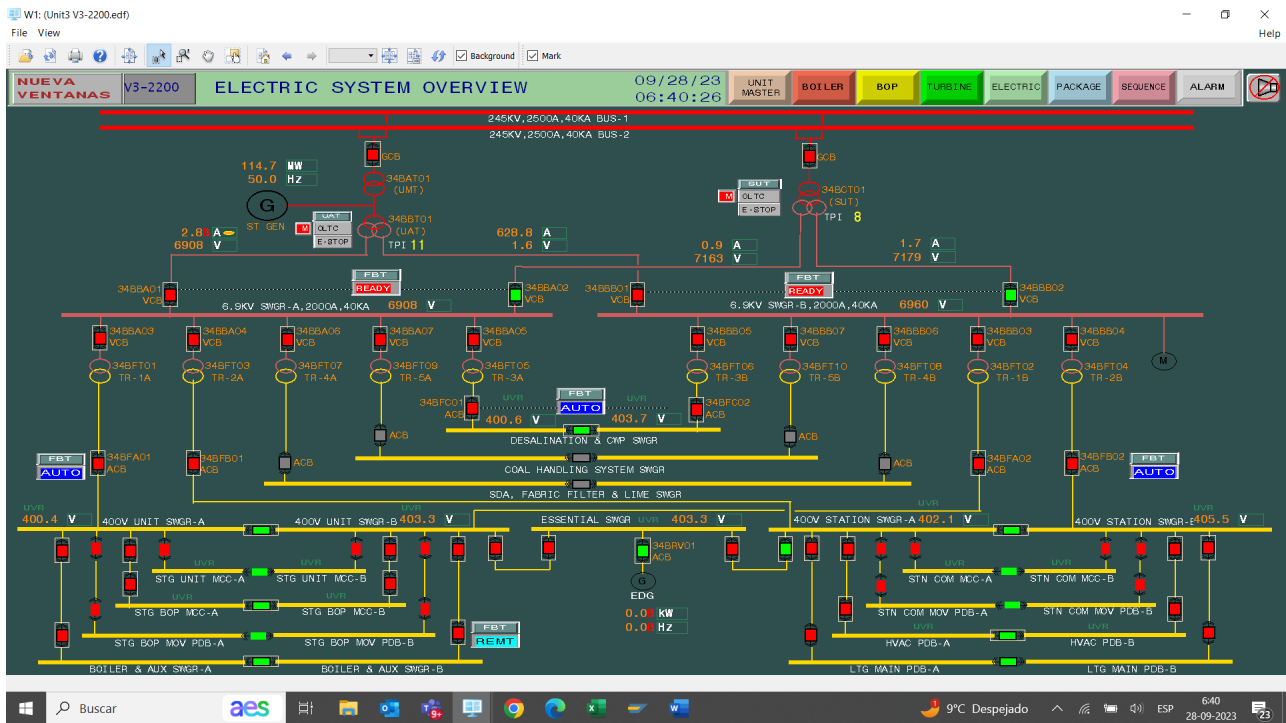






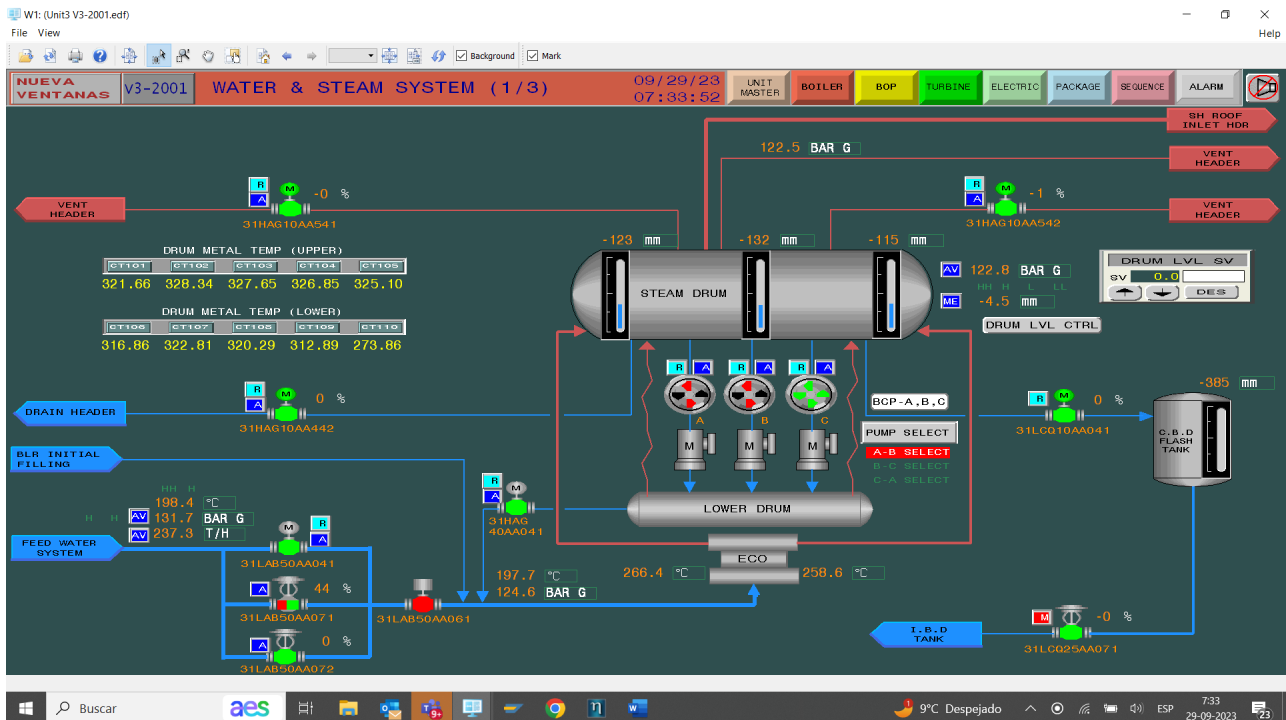
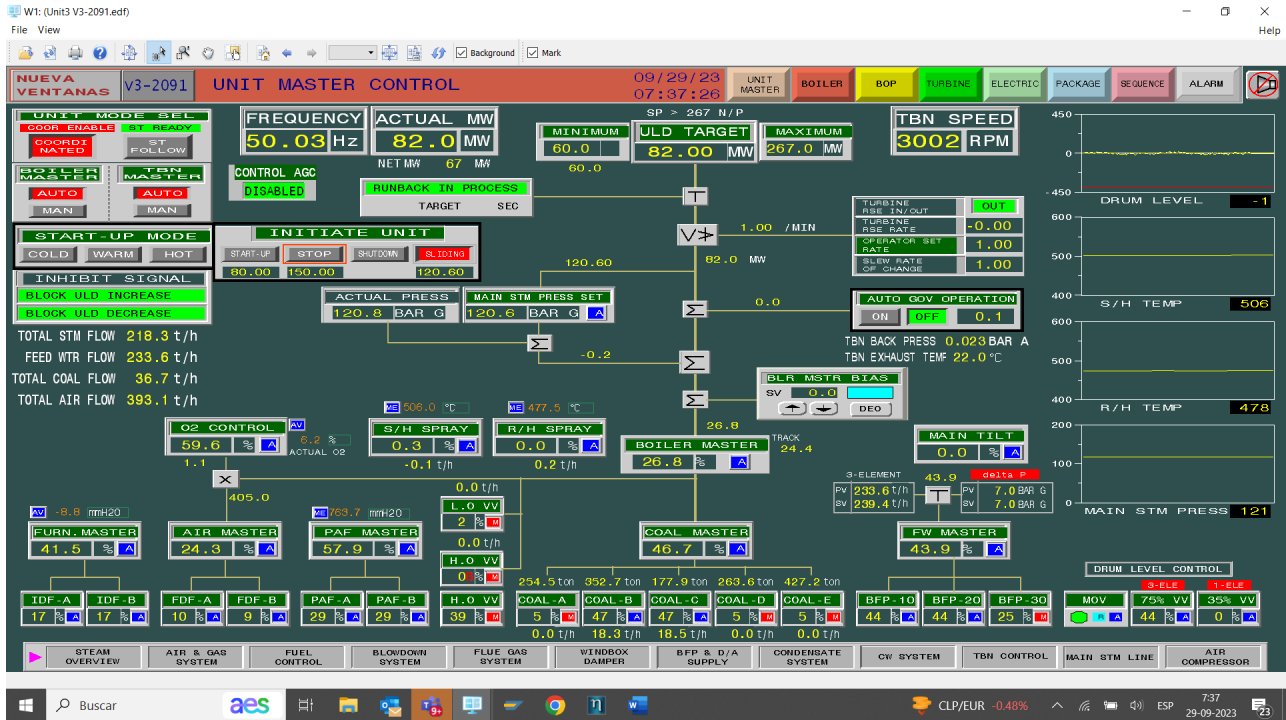


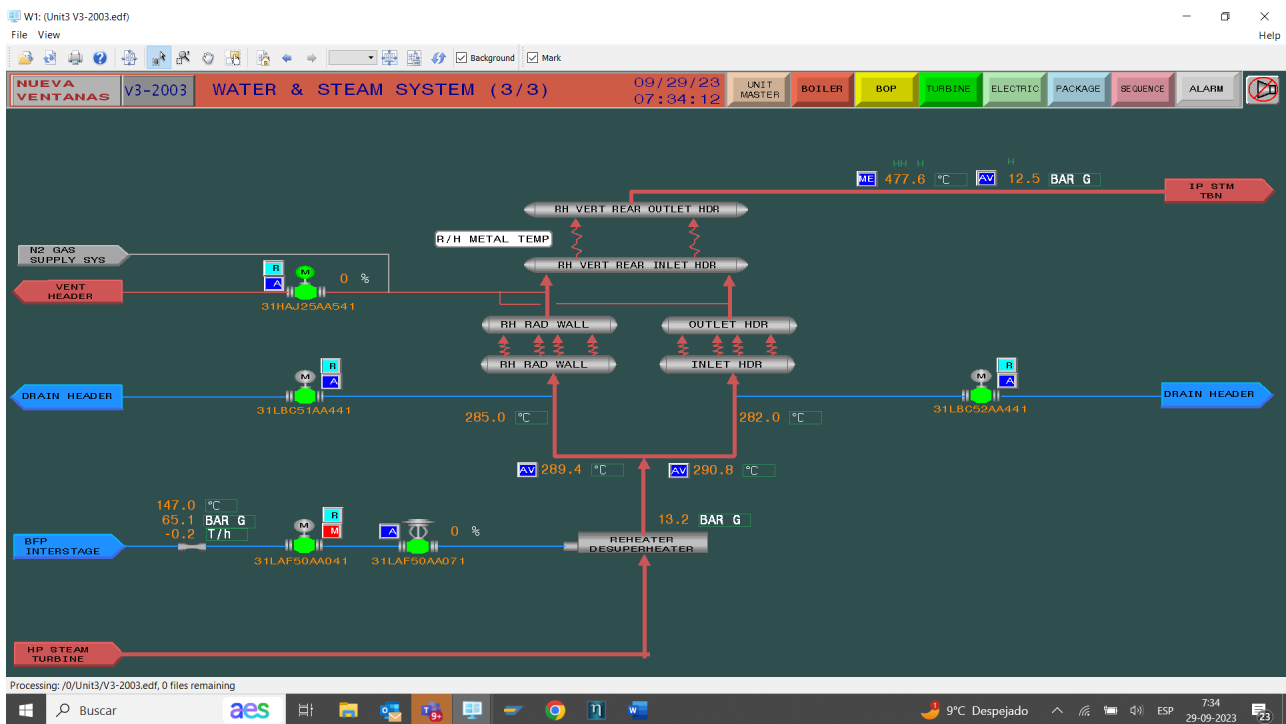
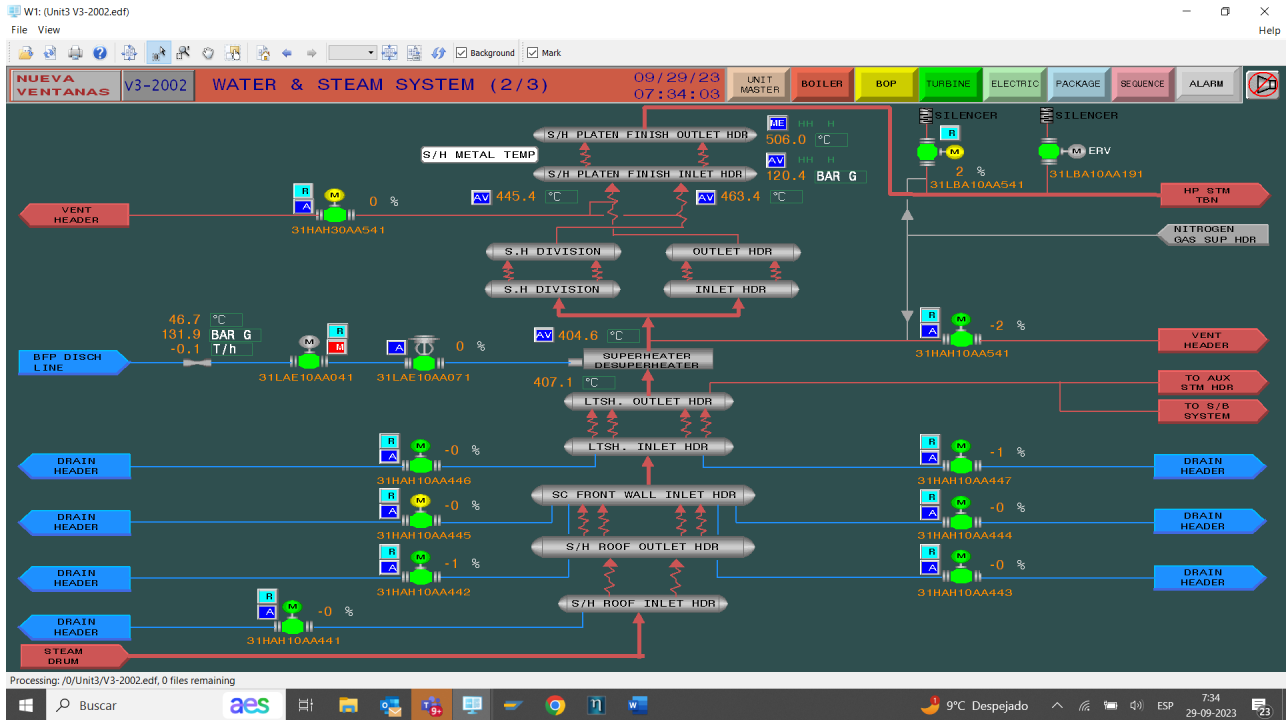


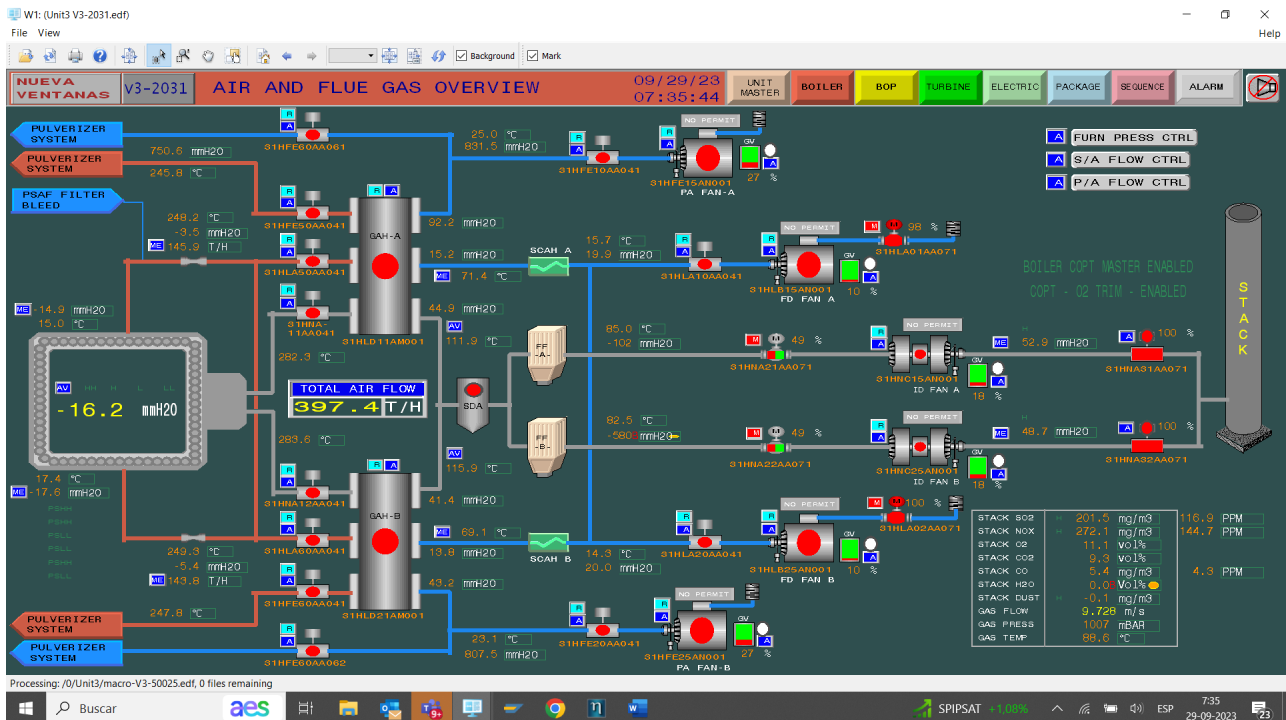


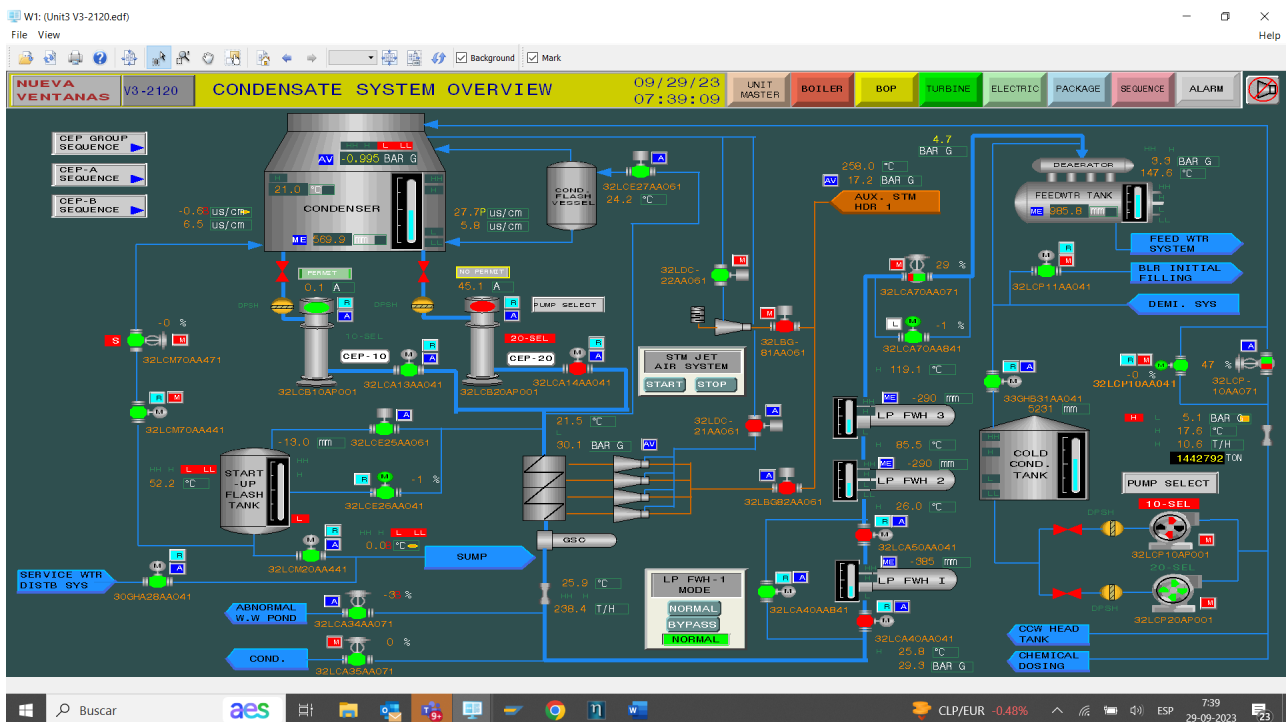
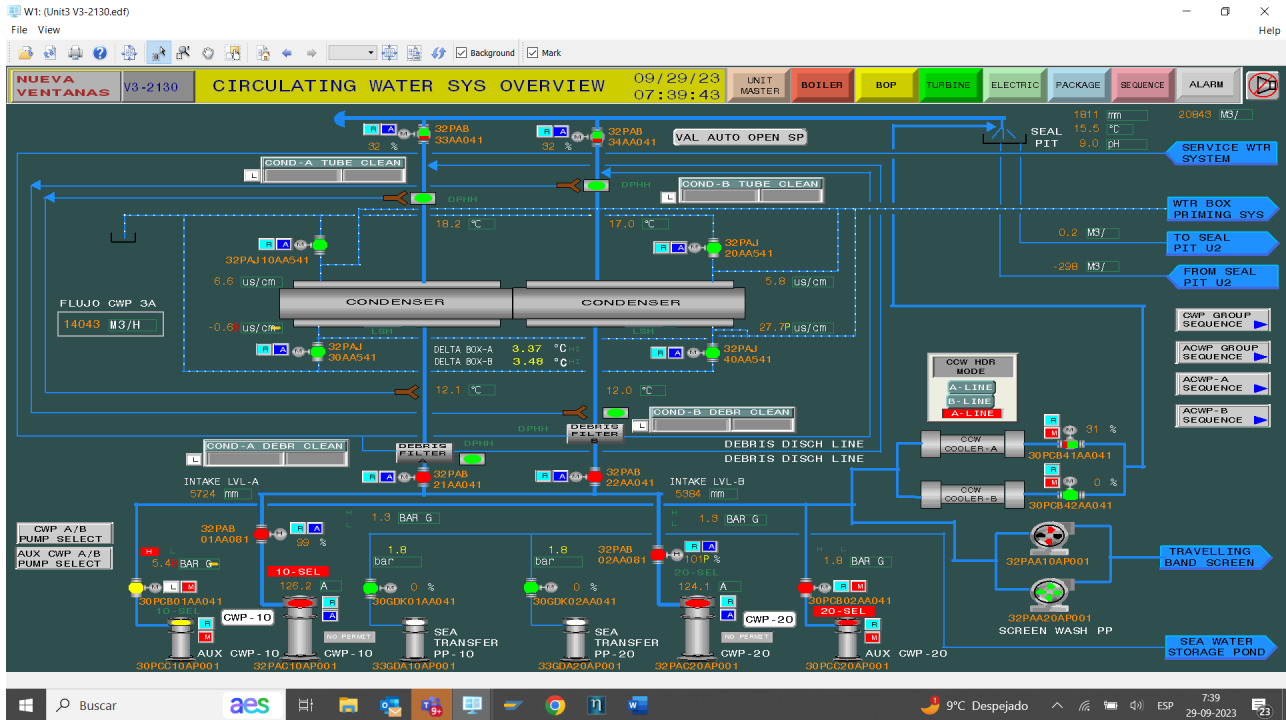


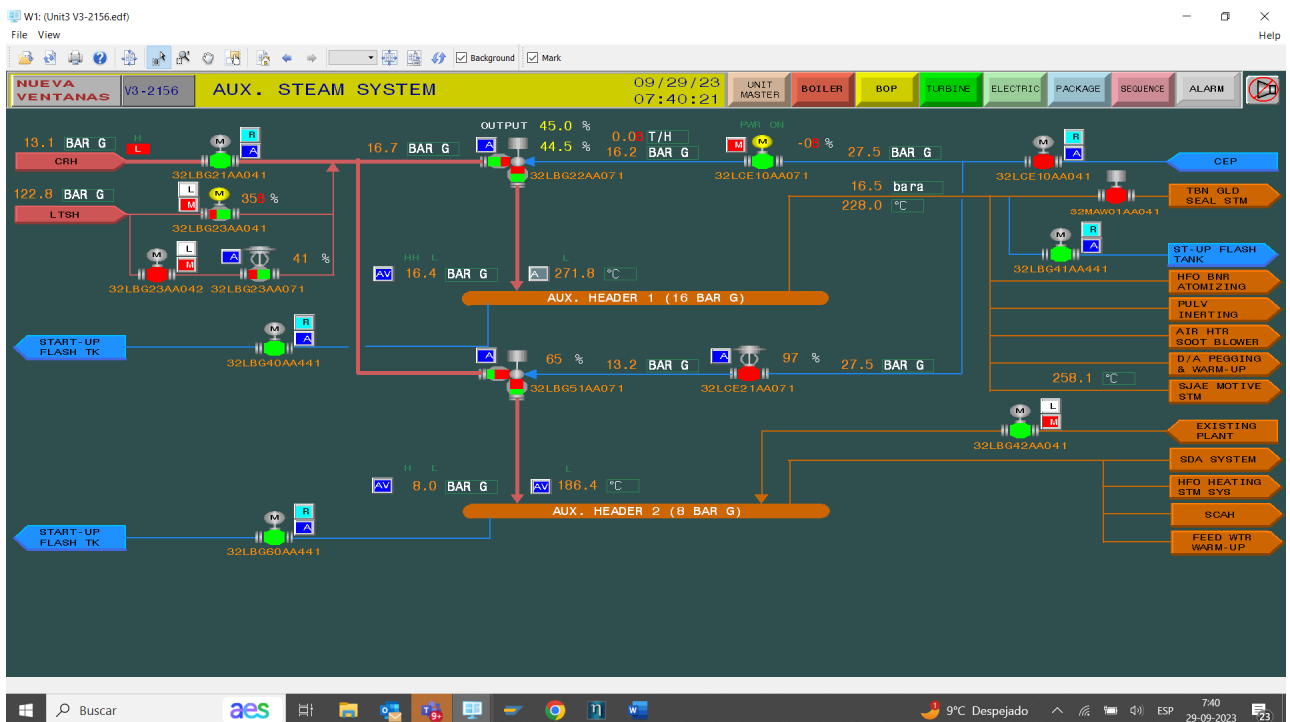
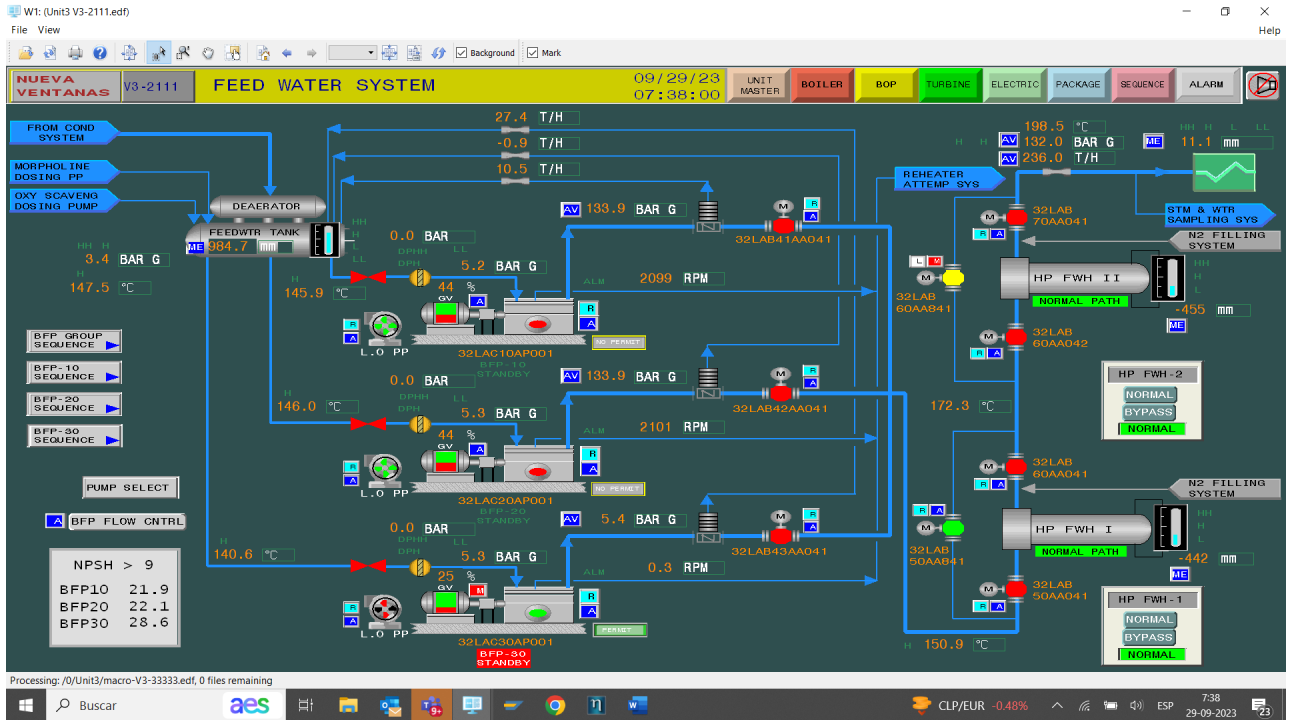
**APÉNDICE E7 CONTROL PANEL SCREEN DUMPS
TEST NO.7 (82 MW) / CONTROL DE CAPTURA DE
PANTALLAS PRUEBA NO.7 (82 MW)**

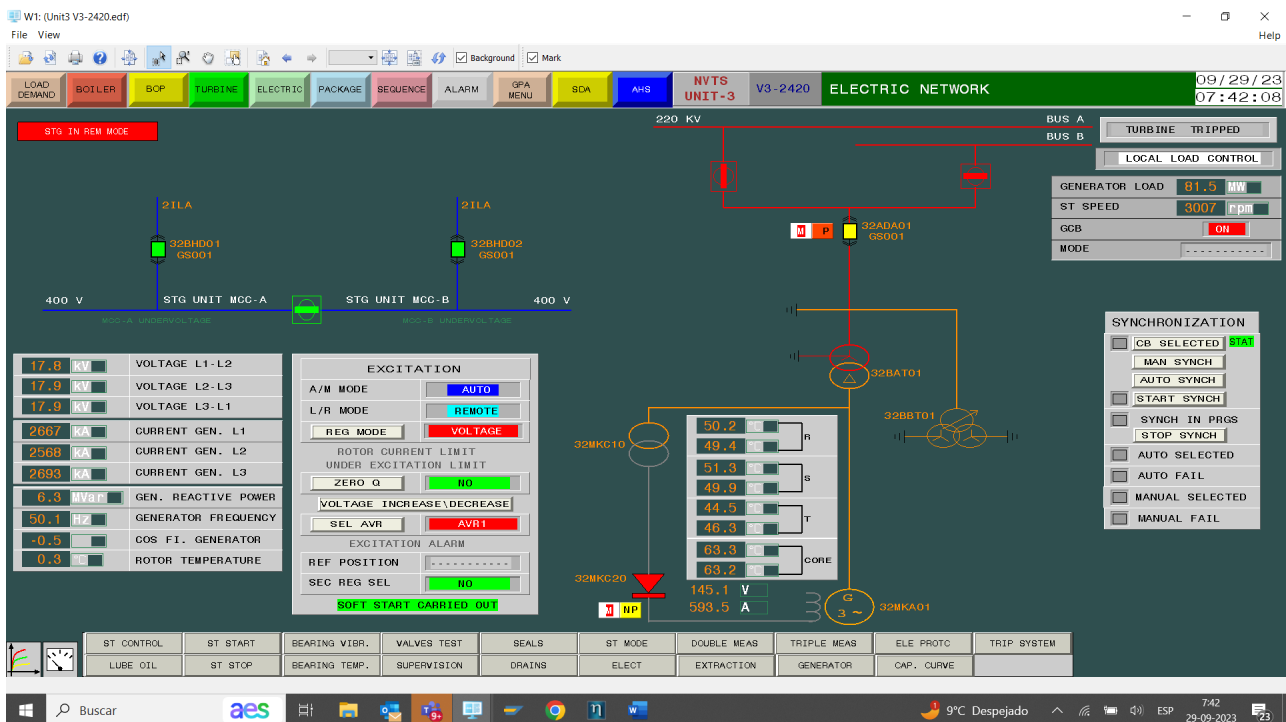
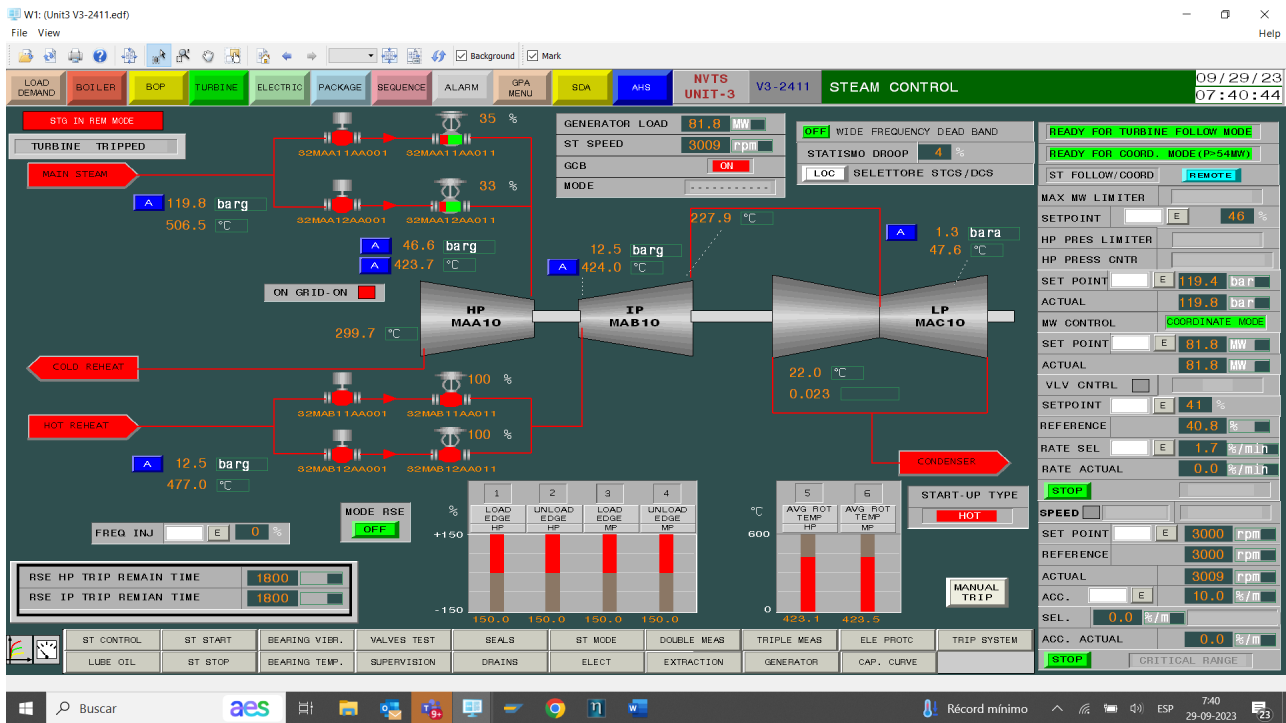


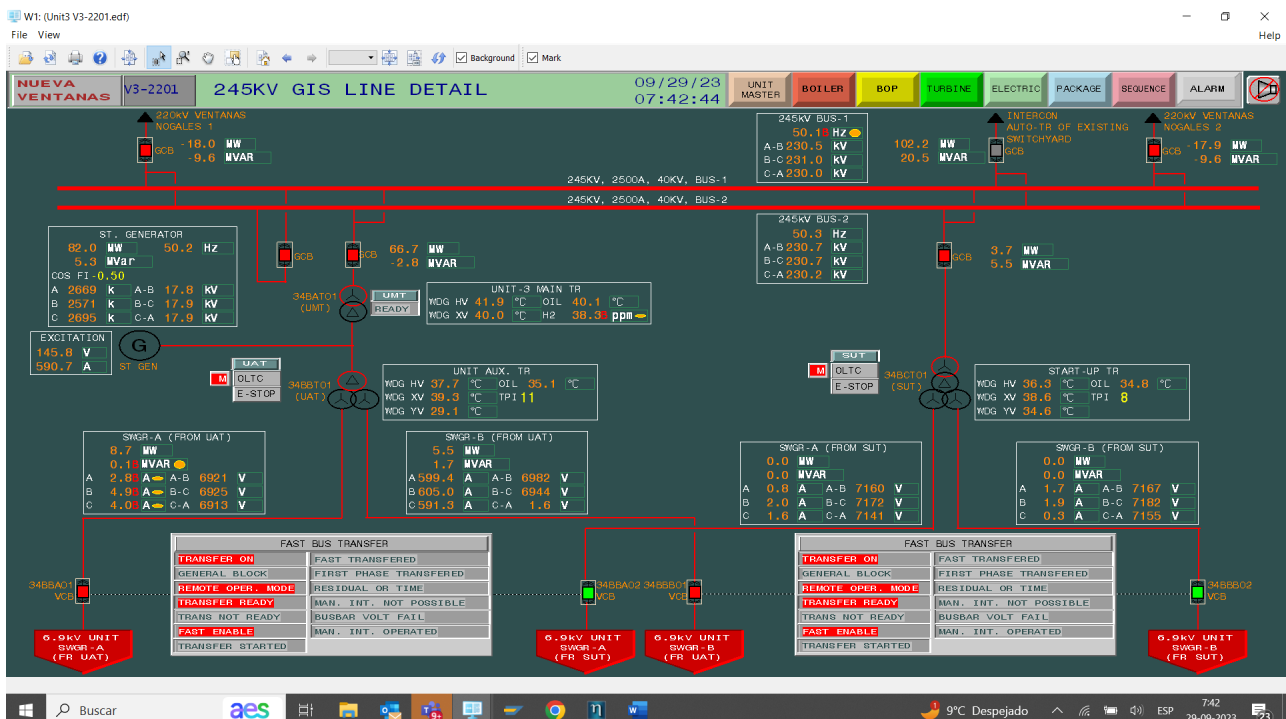
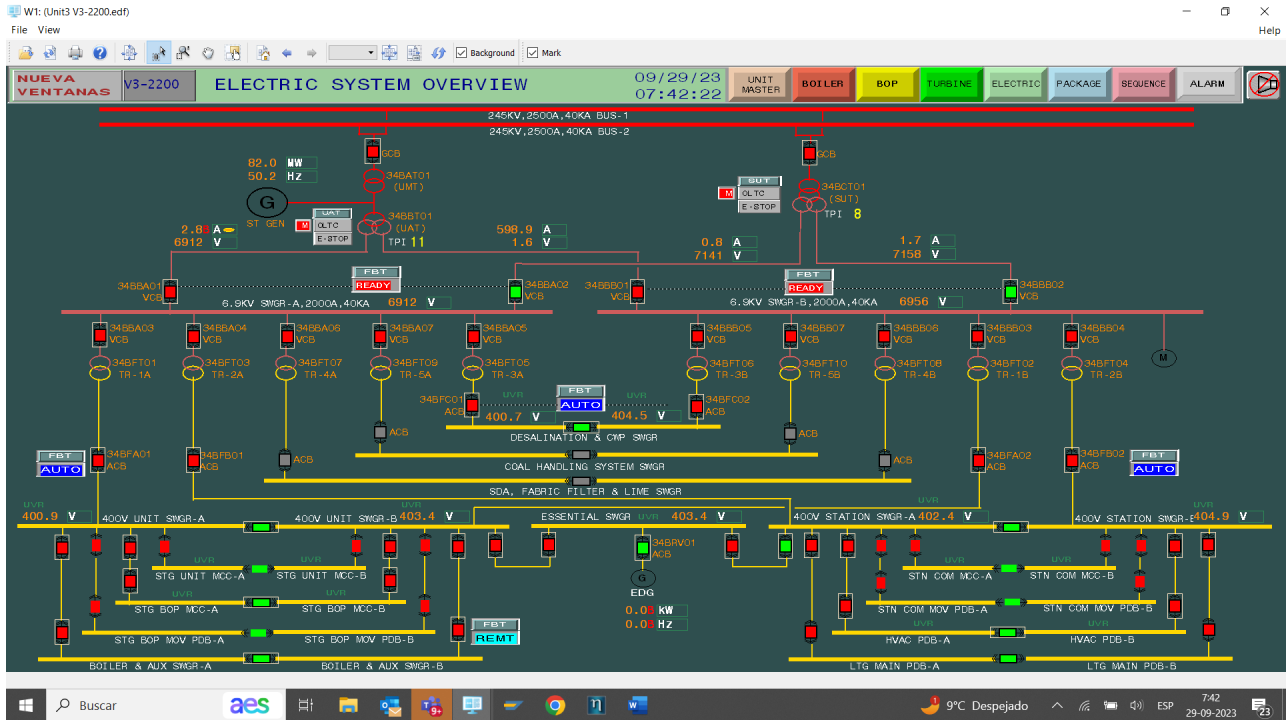














**APÉNDICE F RESULTS CERTA VERITAS CALCULATION
PROGRAM / RESULTADOS DEL PROGRAMA DE
CÁLCULO DE CERTA VERITAS**



**APÉNDICE F1 INPUT FOR CERTA VERITAS CALCULATION
PROGRAM / ENTRADA PARA EL PROGRAMA DE
CÁLCULO DE CERTA VERITAS**

CerTa Veritas

Power Plant Performance Services

ThermoLyse Configured Table

AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3

Configured Table File : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3\invoer TW getallen.ctf



ThermoWare 3.151

User: 5
Date: 2023/12/1
Time: 21:34:52

Page: 2

	Test	Ven#3 No.1	Ven#3 No.2	Ven#3 No.3	Ven#3 No.4	Ven#3 No.5	Ven#3 No.6	Ven#3 No.7
	Load	265MW	237MW	206MW	176MW	146MW	115MW	82MW
	Date	2023/09/28	2023/09/27	2023/09/26	2023/09/27	2023/09/30	2023/09/28	2023/09/29
	StartTime	23:00:00	22:30:00	23:15:00	06:00:00	03:15:00	05:30:00	05:45:00
	EndTime	01:00:00	00:30:00	01:15:00	08:00:00	05:15:00	07:30:00	07:45:00
@0268	CO Outl.Air Heat.B	ppm	190	109	92	109	109	99
@0280	C Content Coal (Ultim.)	%	66.27	66.08	66.20	66.58	65.57	66.21
@0281	H Content Coal (Ultim.)	%	4.61	4.58	4.59	4.60	4.57	4.62
@0282	S Content Coal (Ultim.)	%	0.46	0.46	0.45	0.44	0.45	0.45
@0283	N Content Coal (Ultim.)	%	1.27	1.26	1.23	1.26	1.26	1.28
@0284	O Content Coal (Ultim.)	%	7.71	7.54	7.48	7.53	7.82	7.60
@0285	W H2O in Coal (Proxim.)	%	14.61	14.89	14.45	14.72	14.67	14.80
@0286	A Ash in Coal (Proxim.)	%	5.070	5.200	5.600	4.860	5.660	5.040
@0287	V Volatile Coal (Proxim.)	%	34.69	34.49	34.61	34.61	34.39	34.46
@0288	C Fixed Carbon (Proxim.)	%	45.63	45.42	45.34	45.81	45.29	45.58
@0290	Ub Unburn.Bottom Ash	%	3.13	3.34	3.55	3.02	3.38	3.30
@0291	Ub Unburn.Fly-Ash	%	10.76	7.07	6.69	5.80	4.18	5.35
@0295	HHV Value of Coal	kJ/kg	26556.9	26330.8	26364.3	26431.3	26217.7	26523.4
@0300	T Cold Prim.Air HFE10	°C	27.21	27.23	26.97	22.80	25.91	23.56
@0301	T Cold Prim.Air HFE20	°C	23.66	23.70	23.28	19.40	22.52	20.85
@0302	T Cold Sec.Air HLA10	°C	16.02	15.85	15.32	11.74	16.15	14.08
@0303	T Cold Sec.Air HLA20	°C	15.38	15.33	14.84	11.18	15.57	12.63
@0305	T Cold Sec.Air HLA10	°C	19.49	19.67	19.23	17.15	21.99	41.10
@0306	T Cold Sec.Air HLA20	°C	19.69	16.72	19.46	17.13	22.40	42.98
@0310	T Hot Prim.Air HFE50	°C	307.19	299.50	295.37	291.03	281.84	259.81
@0311	T Hot Prim.Air HFE60	°C	310.35	308.48	297.35	294.89	290.84	267.75
@0315	T Hot Sec.Air HLA50	°C	315.86	306.70	301.43	295.89	284.81	262.61
@0316	T Hot Sec.Air HLA60	°C	314.77	310.84	299.28	295.75	290.99	268.05
@0320	M Hot Sec.Airflow HLA50	t/h	337.1	296.7	266.7	228.0	167.4	156.2
@0321	M Hot Sec.Airflow HLA60	t/h	344.5	308.4	275.8	223.5	168.0	156.2
@0325	M Coal Feeder A	t/h	25.32	23.07	20.23	17.63	14.81	16.20
@0326	M Coal Feeder B	t/h	25.42	22.97	20.17	17.65	14.74	16.19
@0327	M Coal Feeder C	t/h	25.52	23.18	20.16	17.55	14.74	16.29
@0328	M Coal Feeder D	t/h	25.48	23.14	20.14	17.67	14.70	0
@0329	M Coal Feeder E	t/h	0	0	0	0	0	0
@0330	M Prim.Air Mill A	t/h	52.71	50.87	46.34	44.39	43.06	46.06
@0331	M Prim.Air Mill B	t/h	53.23	51.59	49.11	46.56	42.57	45.92
@0332	M Prim.Air Mill C	t/h	52.01	50.04	46.51	45.29	43.58	44.50
@0333	M Prim.Air Mill D	t/h	51.57	48.06	45.89	43.76	43.65	0
@0334	M Prim.Air Mill E	t/h	0	0	0	0	0	0
@0350	X Position HP Valves	%	60.4	51.7	47.2	44.3	41.6	38.4
@0351	X Position IP Valves	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
@0360	M Make-Up Water Flow	t/h	7.76	11.37	14.19	14.03	10.46	11.72
@0500	Pe Power Mill A	kW	238	230	221	213	203	207
@0501	Pe Power Mill B	kW	232	225	217	208	198	205
@0502	Pe Power Mill C	kW	230	223	213	206	198	201
@0503	Pe Power Mill D	kW	259	248	237	227	214	0
@0504	Pc Power Mill E	kW	0	0	0	0	0	0
@0505	Pe Power Circ. Pump A	kW	179	180	181	183	185	186
@0506	Pe Power Circ. Pump B	kW	183	184	186	187	188	190
@0507	Pe Power Circ. Pump C	kW	0	0	0	0	0	0
@0509	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136
@0510	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	2.592	2.592	2.592	2.592	2.592
@0511	HHV Coal Standard	kCal/kg	6350.0	6350.0	6350.0	6350.0	6350.0	6350.0
@0520	Ym Fuel Eff.Boiler Meas.	%	87.07	87.23	87.27	87.31	87.26	87.89
@0525	M Coal Flow Calc.ASME	kg/h	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
@0530	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	265196	237320	206153	176044	146130	115209
@0531	Pe Aux. Power (kWh)	kW	22000	22000	22000	22000	22000	22000
@0542	Pe Station SWGR A (AES)	kW	14477	13479	12695	11742	10360	9687
@0543	Pe Station SWGR B (AES)	kW	7505	7317	6784	6283	6195	5744
@0550	Pe Gross Power Gen.	kW	264663	236669	205674	175588	145633	114775
@0551	U Voltage Generator	kV	17.888	17.893	17.876	17.877	17.879	17.879
@0552	I Current Generator	kA	8.563	7.687	6.661	5.695	4.711	3.736
@0554	Iz Freq.Generator	Hz	3004.08	3000.41	3006.69	2995.96	2998.14	2996.97
@0556	MVar Reactive Power Gen.	MVar	11.29	22.34	14.46	14.19	4.60	13.55
@0560	Pe Net Power Unit (kW)	kW	242516	215913	186108	157490	129117	99290
@0561	Pe Aux.Power CDD-SING	kW	923	929	902	912	928	923
@0562	Pe Aux.Power Des. 400	kW	414	426	384	407	421	430
@0563	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	509	503	518	506	507	512
@0565	V Voltage 245 kV	kV	0	0	0	0	0	0
@0566	Hz Frequency Grid	Hz	0	0	0	0	0	0
@0570	V Gen Excitation Voltage	V	264	251	223	204	180	167
@0571	I Gen Excitation Current	A	1018	969	873	805	715	671



APÉNDICE F2

**RESULTS CERTA VERITAS CALCULATION
PROGRAM / RESULTADOS DEL PROGRAMA DE
CÁLCULO DE CERTA VERITAS**



CerTa Veritas		ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 1						
Power Plant Performance Services Long Results Report AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3								
Performance Test Ventanas Unit#3 conducted in 2023 AES Gener Ventanas, Chile Standards and References used for Property Calculations as needed: Steam Library : IFC 1997 Flue Gas Library : PTC 4.4 - 2008 (No dissociation included) Dry Air Composition : PTC 4.4 - 2008								
TestNumber	Ven#3 No.1	Ven#3 No.2	Ven#3 No.3	Ven#3 No.4	Ven#3 No.5	Ven#3 No.6	Ven#3 No.7	Ven#3 No.8
Load	265MW	237MW	206MW	176MW	146MW	115MW	82MW	
Date	2023/09/28	2023/09/27	2023/09/26	2023/09/27	2023/09/30	2023/09/28	2023/09/29	
Start Time	23:00:00	22:30:00	23:15:00	06:00:00	03:15:00	05:30:00	05:45:00	
End Time	01:00:00	00:30:00	01:15:00	08:00:00	05:15:00	07:30:00	07:45:00	
REM Average Calculations								
@1602=Average(@0181,@0182)								
@0181 T FW Outl.Deaerator 2	°C	189.5	185.2	179.3	172.8	165.6	157.2	146.1
@0182 T FW Outl.Deaerator 3	°C	189.3	184.9	179.2	172.8	165.8	157.1	146.0
@1602 T FW Outlet Deaerator	°C	189.4	185.1	179.3	172.8	165.7	157.1	146.1
@0905=(@0325+@0326+@0327+@0328+@0329)/3.6								
@0325 M Coal Feeder A	t/h	25.32	23.07	20.23	17.63	14.81	16.20	0
@0326 M Coal Feeder B	t/h	25.42	22.97	20.17	17.65	14.74	16.19	18.47
@0327 M Coal Feeder C	t/h	25.52	23.18	20.16	17.55	14.74	16.29	18.46
@0328 M Coal Feeder D	t/h	25.48	23.14	20.14	17.67	14.70	0	0
@0329 M Coal Feeder E	t/h	0	0	0	0	0	0	0
@0905 M Flow Coal Total (DCS)	kg/s	28.26	25.66	22.42	19.58	16.39	13.52	10.26
@0910=Average(@0300,@0301)								
@0300 T Cold Prim.Air HFE10	°C	27.21	27.23	26.97	22.80	25.91	23.56	25.10
@0301 T Cold Prim.Air HFE20	°C	23.66	23.70	23.28	19.40	22.52	20.85	23.16
@0910 T Cold Prim.Air Aver.	°C	25.44	25.46	25.12	21.10	24.21	22.21	24.13
@0911=Average(@0305,@0306)								
@0305 T Cold Sec.Air HLA10	°C	19.49	19.67	19.23	17.15	21.99	41.10	70.98
@0306 T Cold Sec.Air HLA20	°C	19.69	16.72	19.46	17.13	22.40	42.98	64.35
@0911 T Cold Sec.Air Aver.	°C	19.59	18.20	19.35	17.14	22.20	42.04	67.66
@0912=Average(@0310,@0311)								
@0310 T Hot Prim.Air HFE50	°C	307.19	299.50	295.37	291.03	281.84	259.81	245.09
@0311 T Hot Prim.Air HFE60	°C	310.35	308.48	297.35	294.89	290.84	267.75	247.35
@0912 T Hot Prim.Air Aver.	°C	308.77	303.99	296.36	292.96	286.34	263.78	246.22
@0913=Average(@0315,@0316)								
@0315 T Hot Sec.Air HLA50	°C	315.86	306.70	301.43	295.89	284.81	262.61	247.46
@0316 T Hot Sec.Air HLA60	°C	314.77	310.84	299.28	295.75	290.99	268.05	248.47
@0913 T Hot Sec.Air Aver.	°C	315.32	308.77	300.36	295.82	287.90	265.33	247.97
@0914=Average(@0201,@0202)								
@0201 T Exh.Inl.Air Heat.HNA11	°C	373.13	357.54	351.04	342.32	322.54	297.08	281.18
@0202 T Exh.Inl.Air Heat.HNA21	°C	363.65	359.64	345.53	338.04	326.88	305.00	282.34
@0914 T Exh.Inl.Air Heat.Aver.	°C	368.39	358.59	348.28	340.18	324.71	301.04	281.76
@0915=Average(@0203,@0204)								
@0203 T Exh.Outl.Air Heat.(A)	°C	129.89	126.23	122.75	119.14	120.35	112.48	111.63
@0204 T Exh.Outl.Air Heat.(B)	°C	139.48	137.40	130.25	129.48	135.17	125.53	117.53
@0915 T Exh.Outl.Air Heat.Aver	°C	134.69	131.82	126.50	124.31	127.76	119.01	114.58
@0919=Average(@0261,@0262)								
@0261 O2 Oxigen Inl.Air HNA11	vol%,dry	3.62	3.65	4.15	4.47	3.60	5.00	6.08
@0262 O2 Oxigen Inl.Air HNA21	vol%,dry	2.62	3.08	3.41	3.57	3.50	4.74	6.45
@0919 O2 Oxig.Inl.Air Heat.Aver	vol%,dry	3.12	3.36	3.78	4.02	3.55	4.87	6.26



CerTa Veritas									
Power Plant Performance Services									
Long Results Report									
AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3									
ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 2									
@0920=Average(@0265,@0266)									
@0265	O2 Oxigen Outl.Air Heat.A	vol%,dry	7.88	8.07	8.73	9.43	9.44	10.18	11.73
@0266	O2 Oxigen Outl.Air Heat.B	vol%,dry	6.84	7.46	8.42	7.67	8.09	9.38	11.29
@0920	O2 Oxig.Outl.Air H.Aver.	vol%,dry	7.36	7.77	8.57	8.55	8.77	9.78	11.51
@0921=Average(@0267,@0268)									
@0267	CO Outl.Air Heat.A	ppm	674	285	115	120	122	111	108
@0268	CO Outl.Air Heat.B	ppm	190	109	92	109	109	105	99
@0921	CO Outl.Air Heat.Aver.	ppm	432	197	104	115	115	108	104
@1152=Average(@0148,@0149)									
@0148	T CW Inlet Cond. (a)	°C	12.56	12.64	12.90	12.26	12.47	12.29	12.15
@0149	T CW Inlet Cond. (b)	°C	12.54	12.57	12.86	12.22	12.35	12.21	12.11
@1152	T CW Inlet Condenser	°C	12.55	12.60	12.88	12.24	12.41	12.25	12.13
@1162=Average(@0150,@0151)									
@0150	T CW Outlet Cond. (a)	°C	21.21	20.98	20.96	19.38	19.42	18.66	18.25
@0151	T CW Outlet Cond. (b)	°C	20.42	19.94	19.99	18.60	18.36	17.73	17.11
@1162	T CW Outlet Condenser	°C	20.82	20.46	20.48	18.99	18.89	18.20	17.68
REM Primary Air and Secondary Air									
@3020=Sum(@0320,@0321)									
@0320	M Hot Sec.Airflow HLA50	t/h	337.1	296.7	266.7	228.0	167.4	156.2	138.5
@0321	M Hot Sec.Airflow HLA60	t/h	344.5	308.4	275.8	223.5	168.0	156.2	136.1
@3020	M Secondary Air	t/h	681.6	605.1	542.5	451.5	335.4	312.4	274.6
@3010=Sum(@0330,@0331,@0332,@0333,@0334)									
@0330	M Prim.Air Mill A	t/h	52.71	50.87	46.34	44.39	43.06	46.06	0
@0331	M Prim.Air Mill B	t/h	53.23	51.59	49.11	46.56	42.57	45.92	44.39
@0332	M Prim.Air Mill C	t/h	52.01	50.04	46.51	45.29	43.58	44.50	45.59
@0333	M Prim.Air Mill D	t/h	51.57	48.06	45.89	43.76	43.65	0	0
@0334	M Prim.Air Mill E	t/h	0	0	0	0	0	0	0
@3010	M Primary Air	t/h	209.5	200.6	187.9	180.0	172.9	136.5	89.98
REM Power Factor Generator									
@2003=(@0530/1000)/(SQRT((@0530/1000)^2+@0556^2))									
@0530	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	265196	237320	206153	176044	146130	115209	82258
@0556	MVar Reactive Power Gen.	MVar	11.29	22.34	14.46	14.19	4.60	13.55	14.25
@2003	PF Gross Generator	-	0.999	0.996	0.998	0.997	1.000	0.993	0.985
REM Estimated Shaft Power within System Boundary									
@0930-(@0500+@0501+@0502+@0503+@0504)*0.95+(@0505+@0506+@0507)*0.95									
@0500	Pe Power Mill A	kW	238	230	221	213	203	207	0
@0501	Pe Power Mill B	kW	232	225	217	208	198	205	212
@0502	Pe Power Mill C	kW	230	223	213	206	198	201	208
@0503	Pe Power Mill D	kW	259	248	237	227	214	0	0
@0504	Pe Power Mill E	kW	0	0	0	0	0	0	0
@0505	Pe Power Circ. Pump A	kW	179	180	181	183	185	186	188
@0506	Pe Power Circ. Pump B	kW	183	184	186	187	188	190	191
@0507	Pe Power Circ. Pump C	kW	0	0	0	0	0	0	0
@0930	Pe Power System Boundary	kW	1256	1225	1192	1162	1128	939	761
REM Composition Ambient Air									



CerTa Veritas									
Power Plant Performance Services									
Long Results Report									
AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3									
ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 3									
#20=AirComp (@3001,@3002,@0082)									
@3001 P Ambient Air	bar(a)	1.1234	1.1247	1.1257	1.1236	1.1200	1.1246	1.1219	
@3002 T Ambient Air	°C	11.12	11.37	10.85	7.45	10.73	7.96	8.35	
@0082 X Rel.Humidity	%	91.92	90.25	90.57	94.09	94.79	93.97	94.58	
@3050 Ar Ambient Air	mol%	0.926	0.926	0.927	0.928	0.926	0.928	0.928	
@3051 CO2 Ambient Air	mol%	0.0316	0.0316	0.0316	0.0316	0.0316	0.0316	0.0316	
@3052 N2 Ambient Air	mol%	77.24	77.24	77.27	77.41	77.23	77.39	77.36	
@3053 O2 Ambient Air	mol%	20.72	20.72	20.73	20.77	20.72	20.76	20.75	
@3054 H2O Ambient Air	mol%	1.083	1.080	1.046	0.865	1.091	0.894	0.926	
@3004=AbsoluteHumidity (@3001,@3002,@0082)									
@3001 P Ambient Air	bar(a)	1.1234	1.1247	1.1257	1.1236	1.1200	1.1246	1.1219	
@3002 T Ambient Air	°C	11.12	11.37	10.85	7.45	10.73	7.96	8.35	
@0082 X Rel.Humidity	%	91.92	90.25	90.57	94.09	94.79	93.97	94.58	
@3004 X Abs.Humidity Air	kg/kg	0.00681	0.00679	0.00657	0.00543	0.00686	0.00561	0.00582	
@3005=WetBulb (@3002,@0082,@3001)									
@3002 T Ambient Air	°C	11.12	11.37	10.85	7.45	10.73	7.96	8.35	
@0082 X Rel.Humidity	%	91.92	90.25	90.57	94.09	94.79	93.97	94.58	
@3001 P Ambient Air	bar(a)	1.1234	1.1247	1.1257	1.1236	1.1200	1.1246	1.1219	
@3005 T Wet Bulb Temp.	°C	10.45	10.55	10.07	7.02	10.30	7.51	7.94	
REM Flow Calculations Boiler									
FLOW CALCULATION ACCORDING ISO 5167-2003									
Fluid type	Water								
Element type	ISO 5167 Long Radius Nozzle								
Pipe diameter	mm	273.6							
Orifice diameter	mm	176.926							
Pipe Material	-	PTC Carbon Steel (<3 Cr);							
Orifice Material	-	PTC Austenitic Stainless Steel;							
Corr factor pipe roughness	-	1							
Corr factor edge sharpness	-	1							
Discharge Coefficient	-	0							
ASME Extrapolation	-	Yes							
@1751 P FW Inlet Boiler	bar(a)	178.6	175.9	168.1	163.9	153.8	143.7	132.9	
@1752 T FW Inlet Boiler	°C	250.5	245.3	238.5	231.2	223.0	211.5	197.3	
@0100 dP HP FW Inlet Boiler	mbar	395.25	323.82	241.45	175.69	117.59	78.56	42.58	
Density	kg/m3	813.18	820.21	828.71	838.02	847.55	860.78	876.30	
Dynamic Viscosity	uPas	109.6	112.0	115.1	118.8	123.1	129.7	139.1	
Corrected Pipe Diameter	mm	274.40	274.38	274.35	274.32	274.29	274.25	274.19	
Corrected Orifice Diameter	mm	177.64	177.62	177.60	177.58	177.55	177.51	177.47	
Diameter Ratio	-	0.64738	0.64737	0.64735	0.64733	0.64730	0.64727	0.64723	
Reynolds Number D	-	9217706	8199482	6921183	5749860	4564980	3564243	2466709	
Reynolds Number d	-	14238471	12665909	10691598	8882457	7052286	5506557	3811165	
Discharge Coefficient	-	0.99477	0.99467	0.99450	0.99431	0.99404	0.99372	0.99316	
Velocity of Approach Factor	-	1.10139	1.10138	1.10137	1.10136	1.10134	1.10132	1.10129	
Flow Coefficient	-	1.09563	1.09551	1.09532	1.09509	1.09478	1.09440	1.09375	
Validity	-	VALID	VALID	VALID	VALID	VALID	VALID	VALID	
@1754 M FW Inlet Boiler Meas.	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91	
@1750=@0600*@1754									
@0600 Fc Corr.Factor FW Boiler	-	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	
@1754 M FW Inlet Boiler Meas.	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91	
@1750 M FW Inlet Boiler	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91	



CerTa Veritas

Power Plant Performance Services

Long Results Report

AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3



ThermoWare 3.151

User: 5
Date: 2023/12/1
Time: 17:55:54

Page: 4

FLOW CALCULATION ACCORDING ISO 5167-2003

Fluid type	Water							
Element type	ISO 5167 Long Radius Nozzle							
Pipe diameter	mm	80.061						
Orifice diameter	mm	53.438						
Pipe Material	-	PTC Carbon Steel (<3 Cr);						
Orifice Material	-	PTC Austenitic Stainless Steel;						
Corr factor pipe roughness	-	1						
Corr factor edge sharpness	-	1						
Discharge Coefficient	-	0						
ASME Extrapolation	-	Yes						
@1761 P HP Spray Boiler	bar(a)	181.4	178.2	169.8	165.2	154.7	144.3	133.2
@1762 T HP Spray Boiler	°C	51.33	49.26	52.17	45.12	39.92	48.07	48.45
@0105 dP HP Spray W.Boiler	mbar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Density	kg/m3	995.14	995.95	994.26	997.21	998.88	995.05	994.41
Dynamic Viscosity	uPas	538.4	556.9	530.9	597.2	655.4	567.5	563.6
Corrected Pipe Diameter	mm	80.09	80.09	80.09	80.08	80.08	80.09	80.09
Corrected Orifice Diameter	mm	53.47	53.46	53.47	53.46	53.46	53.46	53.46
Diameter Ratio	-	0.66758	0.66757	0.66758	0.66756	0.66754	0.66757	0.66757
Reynolds Number D	-	0	0	0	0	0	0	0
Reynolds Number d	-	0	0	0	0	0	0	0
Discharge Coefficient	-	0	0	0	0	0	0	0
Velocity of Approach Factor	-	1.11707	1.11706	1.11707	1.11705	1.11703	1.11706	1.11706
Flow Coefficient	-	0	0	0	0	0	0	0
Validity	-	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<
@1760 M HP Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0

FLOW CALCULATION ACCORDING ISO 5167-2003

Fluid type	Water							
Element type	ISO 5167 Long Radius Nozzle							
Pipe diameter	mm	66.640						
Orifice diameter	mm	43.667						
Pipe Material	-	PTC Carbon Steel (<3 Cr);						
Orifice Material	-	PTC Austenitic Stainless Steel;						
Corr factor pipe roughness	-	1						
Corr factor edge sharpness	-	1						
Discharge Coefficient	-	0						
ASME Extrapolation	-	Yes						
@1801 P RH Spray Boiler	bar(a)	93.86	91.61	86.60	83.64	77.84	72.15	66.30
@1802 T RH Spray Boiler	°C	189.3	185.2	179.5	173.1	165.9	157.6	147.1
@0110 dP RH Spray W.Boiler	mbar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Density	kg/m3	882.55	886.85	892.59	899.06	905.95	913.68	923.13
Dynamic Viscosity	uPas	144.4	147.7	152.5	158.4	165.6	174.7	187.9
Corrected Pipe Diameter	mm	66.78	66.77	66.77	66.76	66.76	66.75	66.74
Corrected Orifice Diameter	mm	43.79	43.79	43.79	43.78	43.78	43.77	43.76
Diameter Ratio	-	0.65582	0.65581	0.65579	0.65578	0.65575	0.65573	0.65570
Reynolds Number D	-	0	0	0	0	0	0	0
Reynolds Number d	-	0	0	0	0	0	0	0
Discharge Coefficient	-	0	0	0	0	0	0	0
Velocity of Approach Factor	-	1.10769	1.10768	1.10767	1.10765	1.10764	1.10762	1.10759
Flow Coefficient	-	0	0	0	0	0	0	0
Validity	-	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<
@1800 M RH Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0

REM Flow Calculations Condensate



CerTa Veritas		ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 5							
Power Plant Performance Services Long Results Report AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3									
FLOW CALCULATION ACCORDING ISO 5167-2003 Fluid type Water Element type ISO 5167 Orifice Flange Tappings Pipe diameter mm 304.8 Orifice diameter mm 204.99 Pipe Material - PTC Carbon Steel (<3 Cr); Orifice Material - PTC Austenitic Stainless Steel; Corr factor pipe roughness - 1 Corr factor edge sharpness - 1 Discharge Coefficient - 0 ASME Extrapolation - Yes									
@1401 P Cold Cond.Inlet LPH#1	bar(a)	22.02	23.69	24.44	25.85	27.87	29.15	30.36	
@1402 T Cold Cond.Inlet LPH#1	°C	29.06	28.43	27.78	26.16	26.03	25.17	25.82	
@0160 dP Cold.Cond.LPH#1	mbar	261.70	213.50	197.30	156.10	107.93	74.92	43.32	
Density	kg/m3	996.87	997.12	997.34	997.86	997.98	998.27	998.15	
Dynamic Viscosity	uPas	813.4	824.4	836.1	866.6	869.1	886.0	873.1	
Corrected Pipe Diameter	mm	304.83	304.83	304.83	304.82	304.82	304.82	304.82	
Corrected Orifice Diameter	mm	205.02	205.02	205.02	205.01	205.01	205.01	205.01	
Diameter Ratio	-	0.67257	0.67257	0.67257	0.67256	0.67256	0.67256	0.67256	
Reynolds Number D	-	829760	739758	701353	602371	499807	408832	315813	
Reynolds Number d	-	1233710	1099896	1042798	895637	743139	607877	469568	
Discharge Coefficient	-	0.60429	0.60451	0.60462	0.60493	0.60534	0.60582	0.60650	
Velocity of Approach Factor	-	1.12128	1.12128	1.12128	1.12127	1.12127	1.12127	1.12127	
Flow Coefficient	-	0.67758	0.67783	0.67794	0.67829	0.67875	0.67929	0.68005	
Validity	-	VALID	VALID	VALID	VALID	VALID	VALID	VALID	
@1400 M Cold Cond.Inlet LPH#1	kg/s	161.58	146.01	140.40	124.97	103.99	86.72	66.01	
FLOW CALCULATION ACCORDING ISO 5167-2003 Fluid type Water Element type ISO 5167 Orifice Flange Tappings Pipe diameter mm 154.1 Orifice diameter mm 90.38 Pipe Material - PTC Carbon Steel (<3 Cr); Orifice Material - PTC Austenitic Stainless Steel; Corr factor pipe roughness - 1 Corr factor edge sharpness - 1 Discharge Coefficient - 0 ASME Extrapolation - Yes									
@1451 P Drain LPH#2	bar(a)	15.76	14.61	13.21	11.87	10.52	9.217	7.812	
@1452 T Drain LPH#2	°C	110.1	106.9	112.2	65.96	27.17	72.29	73.01	
@0165 dP Drain Flow LPH#2	mbar	92.10	91.79	76.70	0.00	0.00	0.00	0.00	
Density	kg/m3	951.56	953.93	949.83	980.52	996.90	976.82	976.34	
Dynamic Viscosity	uPas	254.8	262.9	249.7	427.6	847.6	391.8	388.0	
Corrected Pipe Diameter	mm	154.26	154.26	154.27	154.18	154.11	154.19	154.19	
Corrected Orifice Diameter	mm	90.52	90.51	90.52	90.45	90.39	90.46	90.46	
Diameter Ratio	-	0.58678	0.58677	0.58679	0.58665	0.58653	0.58667	0.58667	
Reynolds Number D	-	563251	545688	524247	0	0	0	0	
Reynolds Number d	-	959903	929987	893422	0	0	0	0	
Discharge Coefficient	-	0.60602	0.60607	0.60613	0	0	0	0	
Velocity of Approach Factor	-	1.06513	1.06512	1.06513	1.06506	1.06500	1.06507	1.06507	
Flow Coefficient	-	0.64549	0.64553	0.64560	0	0	0	0	
Validity	-	VALID	VALID	VALID	ReD<	ReD<	ReD<	ReD<	
@1450 M Drain LPH#2	kg/s	17.39	17.38	15.86	0	0	0	0	
REM Flow Calculations Condensate from LPH1 Inlet Flow + Drain LPH2 @1500=@1400+@1450-@1410 @1400 M Cold Cond.Inlet LPH#1 kg/s 161.58 146.01 140.40 124.97 103.99 86.72 66.01 @1450 M Drain LPH#2 kg/s 17.39 17.38 15.86 0 0 0 0 @1410 M Cond Recircualtion kg/s 0 0 13.22 0 0 0 0 @1500 M Cond.Inl.Deaer.Corr. kg/s 178.97 163.39 143.04 124.97 103.99 86.72 66.01									
REM Level Correction Deaerator									



CerTa Veritas									
Power Plant Performance Services									
Long Results Report									
AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3									
ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 6									
@0990=DeaeratorMassLoss (@1602,@0090,@0091,@0050,14000,4000,1000,Temperature)									
Density based on Saturated Water and Temperature									
Deaerator Length	[mm]	14000							
Deaerator Diameter	[mm]	4000							
Deaerator Ellips	[mm]	1000							
@1602 T	FW Outlet Deaerator	°C	189.4	185.1	179.3	172.8	165.7	157.1	146.1
@0090 L	Start Level Deaerator	mm	786	802	786	778	773	813	878
@0091 L	End Level Deaerator	mm	778	806	787	778	770	811	850
@0050 T	Time Duration Test	sec	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
@0990 dM	Level Corr.Deaerator	kg/s	0.05	-0.02	-0.01	0	0.02	0.01	0.18
REM Decive FW flow Inlet HPH#5									
@1757=@1600-@1800+@0990									
@1600 M	FW Outlet Deaerator	kg/s	214.22	194.77	169.17	146.58	121.10	99.86	74.92
@1800 M	RH Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@0990 dM	Level Corr.Deaerator	kg/s	0.05	-0.02	-0.01	0	0.02	0.01	0.18
@1757 M	FW Boiler Cond.Method	kg/s	214.27	194.74	169.16	146.58	121.12	99.87	75.10
@1756=@1750+@1760									
@1750 M	FW Inlet Boiler	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1760 M	HP Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1756 M	FW Boiler FW Method	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@0776=(@1757-@1756)/@1756*100									
@1757 M	FW Boiler Cond.Method	kg/s	214.27	194.74	169.16	146.58	121.12	99.87	75.10
@1756 M	FW Boiler FW Method	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@0776 X	Dev.FW.Flow Methods	%	-1.58	-1.57	-1.45	-0.40	0.09	0.27	1.62
@1755=(@0040*@1756+@0041*@1757)/(@0040+@0041)									
@0040 F	FW Method	1/0	1	1	1	1	1	1	1
@1756 M	FW Boiler FW Method	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@0041 F	Condensate Method	1/0	0	0	0	0	0	0	0
@1757 M	FW Boiler Cond.Method	kg/s	214.27	194.74	169.16	146.58	121.12	99.87	75.10
@1755 M	FW Inl.Boiler Decisive	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1730=@1755									
@1755 M	FW Inl.Boiler Decisive	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1730 M	FW Inlet HPH#5	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
REM HP Heater 6 and Heater 5									
Preheater(\$102,\$170,\$171,\$172,\$00,@0800,@0801,@0802,@0803,@0804,Actual)									
@1700 M	FW Inlet HPH#6	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1701 P	FW Inlet HPH#6	bar (a)	180.6	177.5	169.3	164.9	154.5	144.2	133.3
@1702 T	FW Inlet HPH#6	°C	218.0	213.5	207.4	201.0	193.9	184.3	172.1
@1703 H	FW Inlet HPH#6	kJ/kg	939.5	919.5	891.9	863.2	831.5	789.1	735.2
@1710 M	FW Outlet HPH#6	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1711 P	FW Outlet HPH#6	bar (a)	178.6	175.9	168.1	163.9	153.8	143.7	132.9
@1712 T	FW Outlet HPH#6	°C	250.5	245.3	238.5	231.2	223.0	211.5	197.3
@1713 H	FW Outlet HPH#6	kJ/kg	1088.9	1064.4	1032.7	998.7	961.2	908.9	845.6
@1020 M	Extraction HPH#6	kg/s	15.63	13.75	11.34	9.165	7.025	5.349	3.550
@1021 P	Extraction HPH#6	bar (a)	41.94	37.98	33.09	28.53	23.96	19.30	14.33
@1022 T	Extraction HPH#6	°C	336.0	323.6	324.2	324.2	328.7	302.7	301.6
@1023 H	Extraction HPH#6	kJ/kg	3052.8	3031.4	3046.4	3058.2	3080.4	3032.5	3043.6
@1720 M	Drain HPH#6	kg/s	15.63	13.75	11.34	9.165	7.025	5.349	3.550
@1721 P	Drain HPH#6	bar (a)	41.94	37.98	33.09	28.53	23.96	19.30	14.33
@1722 T	Drain HPH#6	°C	223.7	218.4	211.4	204.1	196.1	186.0	173.3
@1723 H	Drain HPH#6	kJ/kg	961.2	936.5	904.6	871.3	835.4	790.1	733.8



CerTa Veritas										
Power Plant Performance Services										
Long Results Report										
AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3										
ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 7										
@0803	Q	Heat Transfer HPH#6	kW	32527	28669	24157	19943	15692	11936	8159
@0804	Q	Loss HPH#6	kW	162.6	143.3	120.8	99.72	78.46	59.68	40.80
@0800	kA	Preheater HPH#6	kW/K	1618	1591	1505	1401	1316	1123	867.1
@0801	kA	Subcooler HPH#6	kW/K	140.8	131.3	114.5	99.75	83.98	68.89	49.01
@0802	CF	Friction Coef HPH#6	-	0.0374	0.0371	0.0371	0.0371	0.0409	0.0476	0.0661
Preheater(\$105,\$173,\$170,\$174,\$172,@0805,@0806,@0807,@0808,@0809,Actual)										
@1730	M	FW Inlet HPH#5	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1731	P	FW Inlet HPH#5	bar(a)	182.7	179.2	170.6	165.8	155.2	144.8	133.7
@1732	T	FW Inlet HPH#5	°C	194.2	189.7	183.6	177.3	170.0	161.6	151.0
@1733	H	FW Inlet HPH#5	kJ/kg	833.9	814.4	787.2	759.7	727.5	690.5	644.5
@1700	M	FW Inlet HPH#6	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1701	P	FW Inlet HPH#6	bar(a)	180.6	177.5	169.3	164.9	154.5	144.2	133.3
@1702	T	FW Inlet HPH#6	°C	218.0	213.5	207.4	201.0	193.9	184.3	172.1
@1703	H	FW Inlet HPH#6	kJ/kg	939.5	919.5	891.9	863.2	831.5	789.1	735.2
@1050	M	Extraction HPH#5	kg/s	8.686	7.898	6.762	5.693	4.636	3.674	2.467
@1051	P	Extraction HPH#5	bar(a)	22.82	20.67	18.01	15.52	13.03	10.54	7.860
@1052	T	Extraction HPH#5	°C	440.6	426.4	426.0	420.4	425.1	391.1	389.9
@1053	H	Extraction HPH#5	kJ/kg	3333.4	3305.3	3308.2	3299.7	3313.6	3244.6	3246.5
@1740	M	Drain HPH#5	kg/s	24.31	21.65	18.10	14.86	11.66	9.023	6.017
@1741	P	Drain HPH#5	bar(a)	22.82	20.67	18.01	15.52	13.03	10.54	7.860
@1742	T	Drain HPH#5	°C	201.4	196.2	189.1	181.9	173.7	164.6	152.7
@1743	H	Drain HPH#5	kJ/kg	859.0	835.6	803.9	771.7	735.6	695.6	643.9
@1720	M	Drain HPH#6	kg/s	15.63	13.75	11.34	9.165	7.025	5.349	3.550
@1721	P	Drain HPH#6	bar(a)	41.94	37.98	33.09	28.53	23.96	19.30	14.33
@1722	T	Drain HPH#6	°C	223.7	218.4	211.4	204.1	196.1	186.0	173.3
@1723	H	Drain HPH#6	kJ/kg	961.2	936.5	904.6	871.3	835.4	790.1	733.8
@0808	Q	Heat Transfer HPH#5	kW	22974	20789	17984	15229	12590	9822	6706
@0809	Q	Loss HPH#5	kW	114.9	103.9	89.92	76.14	62.95	49.11	33.53
@0805	kA	Preheater HPH#5	kW/K	1289	1283	1213	1158	1106	1016	818.2
@0806	kA	Subcooler HPH#5	kW/K	170.1	159.5	144.3	129.8	112.2	91.86	75.42
@0807	CF	Friction Coef HPH#5	-	0.0384	0.0383	0.0381	0.0383	0.0425	0.0489	0.0656
REM Heat Balance Deaerator										
@1550-1.005*(@1500*(@1603-@1503)+@1560*(@1603-@1733)+@1740*(@1603-@1743))/(@1553-@1603)										
@1500	M	Cond.Inl.Deaer.Corr.	kg/s	178.97	163.39	143.04	124.97	103.99	86.72	66.01
@1603	H	FW Outlet Deaerator	kJ/kg	804.9	785.6	759.9	731.5	700.5	663.2	615.2
@1503	H	Cond.Inlet Deaerator	kJ/kg	653.5	638.8	620.2	596.0	567.3	542.4	500.2
@1560	M	Re. Deaerator	kg/s	8.84	8.57	7.88	8.31	7.90	8.97	9.89
@1733	H	FW Inlet HPH#5	kJ/kg	833.9	814.4	787.2	759.7	727.5	690.5	644.5
@1740	M	Drain HPH#5	kg/s	24.31	21.65	18.10	14.86	11.66	9.023	6.017
@1743	H	Drain HPH#5	kJ/kg	859.0	835.6	803.9	771.7	735.6	695.6	643.9
@1553	H	Extraction Deaerator	kJ/kg	3149.1	3127.1	3132.1	3127.8	3140.7	3086.0	3092.1
@1550	M	Extraction Deaerator	kg/s	10.94	9.73	8.04	6.75	5.45	4.12	2.89
@1600=@1500+@1550+@1740										
@1500	M	Cond.Inl.Deaer.Corr.	kg/s	178.97	163.39	143.04	124.97	103.99	86.72	66.01
@1550	M	Extraction Deaerator	kg/s	10.94	9.73	8.04	6.75	5.45	4.12	2.89
@1740	M	Drain HPH#5	kg/s	24.31	21.65	18.10	14.86	11.66	9.023	6.017
@1600	M	FW Outlet Deaerator	kg/s	214.22	194.77	169.17	146.58	121.10	99.86	74.92
REM HP Steam Flow Outlet Boiler and Hot Reheat Steam Flow Outlet Boiler										
@1000=@1755-@0902-@0509+@1760-@1860										
@1755	M	FW Inl.Boiler Decisive	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@0902	M	Leakage Boiler	kg/s	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037
@0509	M	Steam Sampling	kg/s	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136
@1760	M	HP Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1860	M	Auxiliary Steam	kg/s	0	0	0	0	0	0	2.428
@1000	M	HP Outlet Boiler	kg/s	216.54	196.68	170.48	146.00	119.84	98.43	70.31



CerTa Veritas									
Power Plant Performance Services									
Long Results Report									
AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3									
ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 8									
@1035=@1000-@1020-@1850-@0901									
@1000 M	HP Outlet Boiler	kg/s	216.54	196.68	170.48	146.00	119.84	98.43	70.31
@1020 M	Extraction HPH#6	kg/s	15.63	13.75	11.34	9.165	7.025	5.349	3.550
@1850 M	Auxiliary Steam	kg/s	0.193	0.193	2.505	2.505	0.193	0.999	0
@0901 M	Tot.Gland St.HP Turb.	kg/s	1.947	1.739	1.512	1.298	1.090	0.881	0
@1035 M	CRH Inlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
@1040=@1035+@1800									
@1035 M	CRH Inlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
@1800 M	RH Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1040 M	HRH Outlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
REM Heat Production Boiler									
@0830=@1000*@1003-@1755*@1753+@1040*@1043-@1035*@1033-@1760*@1763-@1800*@1803+@0902*@0903+@1860*@1863+@0509*@1003									
@1000 M	HP Outlet Boiler	kg/s	216.54	196.68	170.48	146.00	119.84	98.43	70.31
@1003 H	HP Outlet Boiler	kJ/kg	3368.8	3342.7	3361.8	3376.6	3405.4	3346.7	3359.3
@1755 M	FW Inl.Boiler Decisive	kg/s	217.71	197.85	171.65	147.17	121.01	99.61	73.91
@1753 H	FW Inlet Boiler	kJ/kg	1088.9	1064.4	1032.7	998.7	961.2	908.9	845.6
@1040 M	HRH Outlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
@1043 H	HRH Outlet Boiler	kJ/kg	3499.2	3469.8	3475.9	3468.1	3486.8	3413.1	3425.0
@1035 M	CRH Inlet Boiler	kg/s	198.77	180.99	155.13	133.03	111.53	91.20	66.76
@1033 H	Cold RH Inl.Boiler	kJ/kg	3056.7	3035.3	3050.1	3062.2	3085.0	3037.2	3049.7
@1760 M	HP Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1763 H	HP Spray Boiler	kJ/kg	230.4	221.6	232.9	203.3	180.9	213.7	214.4
@1800 M	RH Spray Boiler	kg/s	0	0	0	0	0	0	0
@1803 H	RH Spray Boiler	kJ/kg	808.2	790.0	764.8	736.6	705.1	668.9	623.6
@0902 M	Leakage Boiler	kg/s	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037
@0903 H	Leakage Boiler	kJ/kg	2228.8	2203.5	2197.2	2187.7	2183.3	2127.8	2102.4
@1860 M	Auxiliary Steam	kg/s	0	0	0	0	0	0	2.428
@1863 H	Auxiliary Steam	kJ/kg	0	0	0	0	0	0	3057.0
@0509 M	Steam Sampling	kg/s	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136	0.136
@0830 Q	Boiler Heat Prod.	kJ/s	583141	528225	464652	402733	339334	275829	208799
REM Fuel Efficiency Boiler Corrected									
@0950=@0520*(100+(@0952+@0953))/100									
@0520 Ym	Fuel Eff.Boiler Meas.	%	87.07	87.23	87.27	87.31	87.26	87.89	88.19
@0952 Xc	Amb.Temp.Corr.Ym	%	-0.043	-0.040	-0.046	-0.085	-0.048	-0.079	-0.075
@0953 Xc	Humidity Corr.Ym	%	0.026	0.027	0.029	0.043	0.026	0.041	0.038
@0950 Yc	Fuel Eff.Boiler Corr.	%	87.05	87.22	87.26	87.27	87.24	87.86	88.16
REM Fuel Consumption Boiler Corrected									
@0960=@0830/@0950*100									
@0830 Q	Boiler Heat Prod.	kJ/s	583141	528225	464652	402733	339334	275829	208799
@0950 Yc	Fuel Eff.Boiler Corr.	%	87.05	87.22	87.26	87.27	87.24	87.86	88.16
@0960 Qc	Fuel Cons.Corr.Plant	kJ/s	669881	605638	532521	461462	388963	313955	236847
REM Correction as per CDEC-SING Definition									
@0561=@0562+@0563									
@0562 Pe	Aux.Power Des. 400	kW	414	426	384	407	421	430	414
@0563 Pe	Aux.Power Des. Comp.	kW	509	503	518	506	507	512	509
@0561 Pe	Aux.Power CDEC-SING	kW	923	929	902	912	928	942	923
REM Gross Power Plant Corrected and Heat Rate and Efficiency Steam Turbine									



CerTa Veritas Power Plant Performance Services Long Results Report AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3									
ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 9									
@0966=@0530+@0957+@0958-@0707 @0530 Pe Gross Pow.Gen (kWh) kW 265196 237320 206153 176044 146130 115209 82258 @0957 Pe Add.Corr.Pow.Factor kW -140 -108 -89 -67 -53 -33 -17 @0958 Pe Add.Corr.CW Temp kW 135 121 104 89 74 58 41 @0707 Pe Gen.Excitacion kW 268.7 243.2 194.7 164.2 128.7 112.1 94.86 @0966 Pe Gross Power Unit Corr. kW 264922 237090 205974 175902 146022 115123 82188 @0831=@0830/@0966*3600 @0830 Q Boiler Heat Prod. kJ/s 583141 528225 464652 402733 339334 275829 208799 @0966 Pe Gross Power Unit Corr. kW 264922 237090 205974 175902 146022 115123 82188 @0831 HR Gross ST System kJ/kWh 7924.2 8020.6 8121.2 8242.3 8365.9 8625.5 9145.8 @0832=360000/@0831 @0831 HR Gross ST System kJ/kWh 7924.2 8020.6 8121.2 8242.3 8365.9 8625.5 9145.8 @0832 Y Eff. Gross ST System % 45.43 44.88 44.33 43.68 43.03 41.74 39.36 REM Net Power Plant Corrected and Heat Rate and Efficiency Steam Turbine @0965=@0560+@0561+@0957+@0958 @0560 Pe Net Power Unit (kWh) kW 242516 215913 186108 157490 129117 99290 67580 @0561 Pe Aux.Power CEDC-SING kW 923 929 902 912 928 942 923 @0957 Pe Add.Corr.Pow.Factor kW -140 -108 -89 -67 -53 -33 -17 @0958 Pe Add.Corr.CW Temp kW 135 121 104 89 74 58 41 @0965 Pe Net Power Unit Corr. kW 243434 216855 187025 158424 130066 100258 68527 @0833=@0830/@0965*3600 @0830 Q Boiler Heat Prod. kJ/s 583141 528225 464652 402733 339334 275829 208799 @0965 Pe Net Power Unit Corr. kW 243434 216855 187025 158424 130066 100258 68527 @0833 HR Net ST System kJ/kWh 8623.7 8769.0 8944.0 9151.6 9392.2 9904.3 10969.0 @0834=360000/@0833 @0833 HR Net ST System kJ/kWh 8623.7 8769.0 8944.0 9151.6 9392.2 9904.3 10969.0 @0834 Y Eff. Net ST System % 41.75 41.05 40.25 39.34 38.33 36.35 32.82 REM Net Heat Rate of the Plant Corrected @0970=@0960/@0965*3600 @0960 Qc Fuel Cons.Corr.Plant kJ/s 669881 605638 532521 461462 388963 313955 236847 @0965 Pe Net Power Unit Corr. kW 243434 216855 187025 158424 130066 100258 68527 @0970 HR Net HR Plant Corr. kJ/kWh 9906.5 10054.2 10250.4 10486.2 10765.8 11273.4 12442.4 @0972=@0970/4.1868 @0970 HR Net HR Plant Corr. kJ/kWh 9906.5 10054.2 10250.4 10486.2 10765.8 11273.4 12442.4 @0972 HR Net HR Plant Corr. kcal/kWh 2366.1 2401.4 2448.3 2504.6 2571.4 2692.6 2971.8 @0974=360000/@0970 @0970 HR Net HR Plant Corr. kJ/kWh 9906.5 10054.2 10250.4 10486.2 10765.8 11273.4 12442.4 @0974 Y Net Eff.Plant Corr. % 36.34 35.81 35.12 34.33 33.44 31.93 28.93 REM Mass Flow of Coal based on HHV as Fired @0975=@0960/@0295 @0960 Qc Fuel Cons.Corr.Plant kJ/s 669881 605638 532521 461462 388963 313955 236847 @0295 HHV Value of Coal kJ/kg 26556.9 26330.8 26364.3 26431.3 26217.7 26523.4 26506.6 @0975 M Coal Corr.HHV (Fired) kg/s 25.22 23.00 20.20 17.46 14.84 11.84 8.94 @0650=(@0975-@0905)/@0975*100 @0975 M Coal Corr.HHV (Fired) kg/s 25.22 23.00 20.20 17.46 14.84 11.84 8.94 @0905 M Flow Coal Total (DCS) kg/s 28.26 25.66 22.42 19.58 16.39 13.52 10.26 @0650 X Dev.Coal Calc->DCS % -12.0 -11.5 -11.0 -12.2 -10.4 -14.2 -14.8									



CerTa Veritas		ThermoWare 3.151 User: 5 Date: 2023/12/1 Time: 17:55:54 Page: 10							
Power Plant Performance Services									
Long Results Report									
AnalysisBase : D:\20230807 TW-AES_Gener_Ven#3									
@0980=@0975/@0965*3.6*10^6 @0975 M Coal Corr.HHV (Fired) kg/s 25.22 23.00 20.20 17.46 14.84 11.84 8.94 @0965 Pe Net Power Unit Corr. kW 243434 216855 187025 158424 130066 100258 68527 @0980 HR Net Plant Corr. (Fired) g/kWh 373.0 381.8 388.8 396.7 410.6 425.0 469.4									
REM Mass Flow of Coal based on Standard HHV (6350 kCal/kg)									
@0976=(@0295/(@0511*4.1868))*@0975 @0295 HHV Value of Coal kJ/kg 26556.9 26330.8 26364.3 26431.3 26217.7 26523.4 26506.6 @0511 HHV Coal Standard kCal/kg 6350.0 6350.0 6350.0 6350.0 6350.0 6350.0 6350.0 @0975 M Coal Corr.HHV (Fired) kg/s 25.22 23.00 20.20 17.46 14.84 11.84 8.94 @0976 M Coal Corr.HHV (6350) kg/s 25.20 22.78 20.03 17.36 14.63 11.81 8.91									
@0981=@0976/@0965*3.6*10^6 @0976 M Coal Corr.HHV (6350) kg/s 25.20 22.78 20.03 17.36 14.63 11.81 8.91 @0965 Pe Net Power Unit Corr. kW 243434 216855 187025 158424 130066 100258 68527 @0981 HR Net Plant Corr. (6350) g/kWh 372.6 378.2 385.6 394.4 404.9 424.0 468.0									
REM HP Steam Turbine Efficiency									
SteamTurbine(\$100,\$00,\$103,\$00,\$00,@0810,@0811,@0812,@0813,Actual,Pi) Actual Calculation, Internal Power is unknown @1000 M HP Outlet Boiler kg/s 216.54 196.68 170.48 146.00 119.84 98.43 70.31 @1001 P HP Outlet Boiler bar(a) 162.6 162.3 156.7 148.5 140.2 131.2 121.8 @1002 T HP Outlet Boiler °C 525.7 516.5 520.8 522.5 529.4 504.0 504.3 @1003 H HP Outlet Boiler kJ/kg 3368.8 3342.7 3361.8 3376.6 3405.4 3346.7 3359.3 @1030 M Cold RH Inl.Boiler kg/s 216.5 196.7 170.5 146.0 119.8 98.43 70.31 @1031 P Cold RH Inl.Boiler bar(a) 42.15 38.14 33.19 28.57 23.96 19.25 14.24 @1032 T Cold RH Inl.Boiler °C 337.7 325.3 325.8 325.9 330.7 304.7 304.2 @1033 H Cold RH Inl.Boiler kJ/kg 3056.7 3035.3 3050.1 3062.2 3085.0 3037.2 3049.7 @0813 Pi Power HP kW 67580 60462 53141 45905 38398 30456 21768 @0812 Q Loss HP kW 0 0 0 0 0 0 0 @0811 CT Flow Factor HP - 2.488 2.229 2.003 1.813 1.586 1.359 1.047 @0810 Ys Efficiency HP % 82.13 77.61 73.19 69.47 65.54 61.62 55.94									
REM HP Steam Turbine Blading Flow Factor									
@1013=@1003 @1003 H HP Outlet Boiler kJ/kg 3368.8 3342.7 3361.8 3376.6 3405.4 3346.7 3359.3 @1013 H HP First Stage kJ/kg 3368.8 3342.7 3361.8 3376.6 3405.4 3346.7 3359.3									
@1012=TPH(@1011,@1013) @1011 P HP First Stage bar(a) 143.3 129.2 112.5 97.01 81.19 65.61 47.68 @1013 H HP First Stage kJ/kg 3368.8 3342.7 3361.8 3376.6 3405.4 3346.7 3359.3 @1012 T HP First Stage °C 517.4 501.6 500.9 499.2 503.0 471.2 466.6									
@1015=VPT(@1011,@1012,1) @1011 P HP First Stage bar(a) 143.3 129.2 112.5 97.01 81.19 65.61 47.68 @1012 T HP First Stage °C 517.4 501.6 500.9 499.2 503.0 471.2 466.6 @1015 V HP First Stage kg/m3 0.0227 0.0248 0.0289 0.0339 0.0413 0.0492 0.0684									
@0815=@1000*SQRT(@1011*@1015/(@1011^2-@1031^2)) @1000 M HP Outlet Boiler kg/s 216.54 196.68 170.48 146.00 119.84 98.43 70.31 @1011 P HP First Stage bar(a) 143.3 129.2 112.5 97.01 81.19 65.61 47.68 @1015 V HP First Stage kg/m3 0.0227 0.0248 0.0289 0.0339 0.0413 0.0492 0.0684 @1031 P Cold RH Inl.Boiler bar(a) 42.15 38.14 33.19 28.57 23.96 19.25 14.24 @0815 CT Flow Factor HP Blading - 2.854 2.851 2.859 2.855 2.830 2.819 2.791									
REM End of Program									



**APÉNDICE G RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD /
RESULTADOS ASME PTC 4 MÉTODO DE BALANCE
DE TERMICO**



**APÉNDICE G1 RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD
TEST NO.1 (267 MW) / RESULTADOS ASME PTC 4
MÉTODO DE BALANCE DE TÉRMICO PRUEBA NO.1
(267 MW)**



Combustion Calculations
Form CMBSTNa

DATA REQUIRED						
1	HHV - Higher Heating Value of Fuel, kJ/kg as fired					26557
2	UBC - Unburned Carbon, kg/100 kg fuel from RES or SRBb FORM					0.539
3	Fuel Flow, kg/hr [4b]					90792
4	a. Measured Fuel Flow				101736	
4	b. Calculated Fuel Flow	$100,000 \times [5] / [8] / [1]$				90792
5	Output, MJ/hr	from Output Item [37]				2099308
6	Fuel Efficiency, % (estimate initially)	from Input Data Sheet [6]				87.07
7	Moisture in air, kg/kg Dry Air					0.0068
8	Barometric Pressure, in mbar	from Input Data Sheet [8]			1123.4	
9	Dry Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [9]				11.1
10	Wet Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [10]				10.5
11	Relative Humidity, %	from Input Data Sheet [11]				91.9
	Additional Moisture (Measured)					
	Atomizing Steam	from Output Item [14]				0.000
	Sootblowing Steam	from Output Item [11]				0.000
	Other					0.000
12	Summation Additional Moisture					0.000
13	Additional Moisture, kg/100 kg Fuel	$100 \times [12] / [3]$				0.000
14	Additional Moisture, kg/100kJ	$[13] / ([1]/100)$				0.000
	If Air Heater (Excl Stm/Wtr Coil) Enter following					
15	GasTemp Lvg AH, °C	from Input Data Sheet [15]	Primary / Secondary or Main	15B	15A	134.7
16	AirTemp Ent AH, °C	from Input Data Sheet [16]	Primary / Secondary or Main	16B	16A	25.44
17	O2 in FG Ent Air Heater	from Input Data Sheet [17]	Primary / Secondary or Main	17B	17A	3.12
18	O2 in FG Lvg Air Heater	from Input Data Sheet [18]	Primary / Secondary or Main	18B	18A	7.38
18C	O2 Measurement Basis Dry (0) or Wet (1)				18C	0.00
18D	Primary AH Leakage for Trisector Type AH, Percent of Total		Primary / Secondary or Main	18D	18D	23.51
19	Mass Ash, kg/100 kJ	$100 \times [30J] / [1]$				0.019
	If mass of ash (Item [19]) exceeds 0.065 kg/100 kJ or Sorbent utilized. Enter Mass Fraction of Refuse in Item [79] for each location					
	SORBENT DATA (Enter 0 if Sorbent not Used)					
20	Sorbent Rate, kg/hr					0.000
21	CO2 from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [25i]				0.000
22	H2O from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [26i]				0.000
23	Sulfur Capture, kg/kg Sulfur	from SRBb Item [45]				0.000
24	Spent Sorbent, kg/100 kg fuel	from SRBb Item [48]				0.000
25	Sorb/Fuel Ratio, kg Sorb/ kg Fuel	$[20] / [3]$				0.000
	HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT DATA					
26	O2 in FG Ent HAQC Flue Gas Temperatures					0.000
	See Form EFFa for HAQC Flue Gas Temperatures					
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.1	DATE: 28-Sep-23		LOAD:	265MW
TIME START :		23:00	TIME END : 01:00		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
						SHEET 1 OF 7

Combustion Calculations
Form CMBSTNb

COMBUSTION PRODUCTS											
30 From Input Data Sheet Ultimate Analysis % Mass			31 Theo Air Flow kg/100 kg Fuel [30] x K		32 Dry Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		33 Wet Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		34 H2O Fuel kg/100 kJ [30] x K/([1]/100)		
A	C	66.27									
B	UBC		0.539								
C	Cb		65.73	11.51	756.56	12.011	5.473				
D	S	0.46		4.31	1.98	32.064	0.014				
E	H2	4.61		34.29	158.08			2.0159	2.287	8.937	
F	H2O	14.61						18.0153	0.811	1.0	
G	H2Ov	0.00						18.0153	0.000	1.0	
H	N2	1.27				28.0134	0.045				
I	O2	7.71		-4.32	-33.31						
J	ASH	5.07									
K	VM	34.69									
L	FC	45.83									
M	TOTAL	100.00		31	883.31	32	5.532	33	3.098	34	0.210
35 Total Theo Air Fuel Check, kg/100 kJ			([31M] + [30B] * 11.51) / ([1] / 100)							3.349	
CORRECTIONS FOR SORBENT REACTIONS AND SULPHUR CAPTURE											
40	CO2 from Sorb, kg/100 kg fuel		[21] * [25]							0.000	
41	H2O from Sorb, kg/100 kg fuel		[22] * [25]							0.000	
42	SO2 from Sorb, Mol/100 kg fuel		[32D] * [23]							0.000	
43	Dry Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[32M] + [40] / 44.01 - [42]							5.532	
44	Wet Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[33M] + [41] / 18.0153 + [43]							8.630	
46	Theo Air Corr, kg/100 kg fuel		[31M] + 2.16 * [30D] * [23]							883.3	
47	Theo Air Corr, Mol/100 kg fuel		[46] / 28.9625							30.50	
48	Theo Air Corr, kg/100 kJ		[46] / ([1]/100)							3.326	
49	Wet Gas from Fuel, kg/100 kJ		(100 - [30J] - [30B] - [30D] * [23]) / ([1]/100)							0.355	
LOCATION										AH In	AH Out
50	Flue Gas Temperature Entering Air Heater, °C									368.4	134.7
51	Air Temperature Leaving Air Heater, °C									315.3	308.8
52	Flue Gas Oxygen Content, %									3.12	7.38
FLUE GAS ANALYSIS, MOL/100 kg Fuel				Dry	Wet						
53	Moister in Air		0	[7] * 1.608				0.00	0.00		
54	Dry/Wet Products Comb		[43]	[44]				5.532	5.532		
55	Additional Moisture		0	[13] / 18.0153				0.00	0.00		
56			[47] * (0.7905 + [53])							24.11	24.11
57	Summation		[54] + [55] + [56]							29.64	29.64
58			20.95 - [52] * (1 + [53])							17.83	13.59
60	Exess Air, %		100 * [52] * [57] / [47] / [58]							17.01	52.64
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:		Nueva Ventanas				
TEST NO :		Ven#3 No.1	DATE: 28-Sep-23		LOAD:		265MW				
TIME START :		23:00	TIME END : 01:00		CALC BY:		M. Snippet				
REMARKS :						DATE:		18-Dec-23			
										SHEET 2 OF 7	

Combustion Calculations
Form CMBSTnc

LOCATION					AH In	AH Out
60	Excess Air, %				17.01	52.64
02, CO2, SO2 WHEN EXCESS AIR KNOWN						
61						
62	Dry	[47] x (0.7905 + [60] / 100)			29.30	40.16
63	Wet	[47] x (0.7905 + [53] + (1 + [53]) x [60] / 100)			29.30	40.16
64	Dry Gas, Mol/100 kg Fuel	[43] + [62]			34.83	45.69
65	Wet Gas, Mol/100 kg Fuel	[44] + [63] + [13] / 18.015			37.93	48.79
			Dry	Wet		
66	O2, %	[60] x [47] x 0.2095 / [64]	[64]	[65]	3.12	7.36
67	CO2, %	([30C] / 0.1201 + [40] / 0.4401) / [64]	[64]	[65]	15.71	11.98
68	SO2, ppm	(1 - [23]) x [30D] / 0.32064 / [64]	[64]	[65]	412	314
FLUE GAS PRODUCTS, kg/100 kJ						
69	Dry Air	(1 + [60] / 100) x [48]			3.892	5.077
70	Wet Gas from Fuel	[49]			0.355	0.355
71	CO2 from Sorbent	[40] / ([1] / 100)			0.000	0.000
72	Moisture in Air	[7] x [69]			0.027	0.035
73	Water from Sorbent	[41] / ([1] / 100)			0.000	0.000
74	Additional Moisture	[14]			0.000	0.000
75	Total Wet Gas	[69] + [70] + [71] + [72] + [73] + [74]			4.274	5.467
76	H2O in Wet Gas	[34M] + [72] + [73] + [74]			0.237	0.245
77	Dry Gas	[75] - [76]			4.037	5.222
78	H2O in Wet Gas, % Mass	100 x [76] / [75]			5.54	4.48
79	Residue, kg/kg Total Refuse at each location				0.000	0.000
80	Residue, kJ/100 kJ	([30J] + [2] + [24]) / ([1] / 100)			0.021	0.021
81	Residue in Wet Gas, kg/kg	[79] x [80] / [75]			0.000	0.000
82	Leakage, % Gas Entering	100 x ([75L] - [75E]) / [75E]				27.92
GAS TEMPERATURE CORRECTION FOR AH LEAKAGE						
83	GasTemp Lvg (INCL LKG), °C	[15]			368.39	134.69
84	Average AH Air Leakage Temp, °C	(1 - [18D]) x [16A] + [18D] x [16B]			24.06	313.78
85	H Air Lvg, kJ/kg	T=[83], H2O=[7]				111.25
86	H Air Ent, kJ/kg	T=[84], H2O=[7]			-0.943	
87	Cpg, kJ/kg °C	T=[83], H2O=[78E], RES=[81E]				1.014
88	AH Gas Outlet Temperature Excluding Leakage, °C	[83] + ([82] / 100 x ([85] - [86]) / [87])				165.57
AIR, GAS, FUEL & RESIDUE MASS FLOW RATES, kg/hr						
90	Input from Fuel MJ/hr	[5] / [6] / 100				2411164
91	Fuel Rate, kg/hr	1000 x [90] / [1]				90792
92	Residue Rate, kg/hr	[80] x [90] / 10				5093
93	Wet Flue Gas, kg/hr	[75] x [90] / 10			1030461	1318140
95	Excess Air Lvg Blr, %	[60]				52.64
96	Total Air to Blr, Kg/hr	(1 + [95] / 100) x (1 + [7]) x [48] x [90] / 10				1232440
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.1	DATE: 28-Sep-23		LOAD:	265MW
TIME START :		23:00	TIME END : 01:00		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
					SHEET 3 OF 7	



**Unburned Carbon and Residue Calculation
Form RES**

DATA REQUIRED FOR RESIDUE SPLIT												
1	Ash in Fuel, %	from Form CMBSTNb [30J]		5.07	2	HHV Fuel, kJ/kg 'as fired'	28557					
3	Fuel Mass Flow Rate, kg/hr	from Form CMBSTNa [4b]		90792	4b	Form CMBSTNa [1]						
a) Item [3] - Use measured or estimated value initially. (See CMBSTNa) Recalculate after boiler efficiency has been calculated until estimated value is within 1% of calculated value. b) Residue splits estimated. Enter value in Col [8] and calculate Col [5]. Residue rate measured. Enter measured mass flow rates in Col [5]. When residue is not measured at all locations, estimate split and flow for measured locations. Reiterate until estimated total residue is within 2% of calculated. c) Enter the % free carbon in Col [6] (total carbon correcter for CO ₂). Units with sorbent: Enter the % CO ₂ in Col [7].												
	Location	5	Residue Mass Flow		6	7	Residue Split %		9	10		
		Input kg/hr	Calculated kg/hr	C In Residue %	CO ₂ In Residue %	Input	Calculated 100 x [5] / [5F]	C Wtd Ave % [6] x [8] / 100	CO ₂ Wtd Ave % [7] x [8] / 100			
A	Bottom Ash	0.00	0.00	3.13	0.00	15.00	0.00	0.470	0.000			
B	Fly Ash	0.00	0.00	10.76	0.00	85.00	0.00	9.146	0.000			
C	Economizer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
D		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
E		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
F	TOTAL	5	0.00	0.00		8	100.00	0.00	9	9.616	10	0.000
UNITS WITHOUT SORBENT												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel	[1] x [9F] / (100 - [9F])					0.539					
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel	[1] + [11]					5.61					
UNITS WITH SORBENT												
d) Enter average C and CO ₂ in residue, [9F] and [10F] above or SRBa (Items [4] and [5]) and complete Sorbent Calculation Forms.												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel	from Form SRBb Item [49]					0.000					
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel	from Form SRBb Item [50]					0.000					
TOTAL RESIDUE												
21	Total Residue, kg/hr	[20] x [3] / 100					5093					
e) When all residue collection locations are measured, the measured residue split is used for calculations. If a portion of the residue mass is estimated, repeat calculation above until Col [5F] and Item [21] agree within 2%.												
22	Total Residue, kg/100 kJ	100 x [20] / [2]					0.021					
SENSIBLE HEAT RESIDUE LOSS, %												
23	Location	24	[8]	x	[22] Residue	x	H Residue	/	10000	Loss		
		Temp Residue (°C)	%		kg/ 100 kJ		kJ/kg			%		
A	Furnace	1100	15.00	x	0.021	x	1205.2	/	10000	0.038		
B	Fly Ash	120	85.00	x	0.021	x	76.7	/	10000	0.014		
C	Economizer	0	0.00	x	0.021	x	-17.9	/	10000	0.000		
D		0								0.000		
E		0								0.000		
							Total		25	0.052		
H Residue = 0.16 x T + 1.09E-4 x T ² - 2.843E-8 x T ³ - 12.95												
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas												
TEST NO : Ven#3 No.1 DATE: 28-Sep-23 LOAD: 265MW												
TIME START : 23:00 TIME END : 01:00 CALC BY: M. Snippet												
REMARKS : DATE: 18-Dec-23												
SHEET 4 OF 7												

**Efficiency Calculations Data Required
Form EFFa**

TEMPERATURES, °C						
1	Reference Temperature	25	1A	EnthalpyWater(25 °C Ref.)	105	
2	Average Entering AirTemp from CMBSTNa [16] or EFFa [44]	20.97	2A	Enthalpy Dry Air	-4.07	
			2B	Enthalpy Water Vapor	-7.53	
3	Average Exit GasT (Excl Lkg) from CMBSTNa [15] orEFFa [51]	165.8	3A	Enthalpy Dry Gas	141.70	
			3B	Enthalpy Steam @ 1 PSIA	2810.2	
			3C	Enthalpy Water Vapor	265.18	
4	Fuel Temperature	11.12	4A	Enthalpy Fuel	-23.40	
HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT						
5	Entering GasTemperature	0.00	5A	Enthalpy Wet Gas	0.00	
6	Leaving GasTemperature	0.00	6A	Enthalpy of Wet Gas	0.00	
			6B	Enthalpy of Wet Air	0.00	
			6C	Enthalpy of Wet Air @T=[3]	0.00	
RESULT FROM COMBUSTION CALCULATION FORM CMBSTN						
10	Dry Gas Weight [77]	4.037	18	Unburned Carbon, % [2]	0.539	
11	Dry Air Weight [69]	3.892	19	HHV btu/lbm "as-fired" [1]	26557	
12	Water from H2 Fuel [34E]	0.155	HOT AQC EQUIPMENT			
13	Water from H2O Fuel [34F]	0.055	20	Wet Gas Entering [75E]	0.00	
14	Water from H2Ovfuei [34G]	0.000	21	H2O in Wet Gas, % [78L]	0.00	
15	Moisture in Air lb/lb DA [7]	0.007	22	Wet Gas Leaving [75L]	0.00	
16	Moisture in Air lb/10KB [72]	0.027	23	Residue in Wet Gas, % [81E]	0.00	
17	Fuel Rate Est. Klb/hr [3]	90792				
			25	Excess Air, % [95]	52.84	
MISCELLANEOUS						
30	Unit Output, MJ/hr [CMBSTNa 5]	2099308	31	Aux Equip power, MJ/hr	4521.6	
32	Loss Due to Surface Radiation and Convection, %				0.25	
33A	Flat Projected Surface Area, ft ²	0/0/60	33C	Average Surface Temperature, F	0/0/127	
33B	Average Velocity of Air Near Surface, ft/sec	0/0/1.67	33D	Average Ambient Temperature Near Surface, F	0/0/77	
ENT AIRTEMP (Units with primary and secondary air flow)						
35A	Pri AirTemp Entering, F CMBSTNa [16B]	25.44	35B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
36A	Pri AirTemp Leaving Air Htr, F CMBSTNa [51]	308.8	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
37A	Average AirTemp Entering Pulverizers	0.0	37B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
38A	Average PulverizerTempering AirTemp	25.44	38B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
39	Sec AirTemp Entering, F CMBSTNa [16A]	19.59	40	Primary Airflow (Ent Pulv), Klb/hr	289750	
41	PulverizerTempering Airflow, Klb/hr	[40] x ([36B]-[37B])/([36B]-[38B])			0.00	
42	Total Air Flow, Klb/hr from FORM CMBSTNa [96]	1232440	43	Secondary Airflow, Klb/hr [42] - [40]	942890	
44	Average Entering AirTemperature, F	[(35A] x ([40] - [41]) + [39] x [43] + [38] x [41])/[42]			20.97	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.1	DATE: 28-Sep-23		LOAD:	265MW
TIME START :		23:00	TIME END : 01:00		CALC BY:	M. Snippert
REMARKS :			DATE:			18-Dec-23
SHEET 5 OF 7						



Efficiency Calculations
Form EFFb

LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]		A	MJ	B	%
60	Dry Gas $[10] \times [3A]/100$ $x / 100$				5.721
61	Water from H2 Fuel $[12] \times ([3B] - [1A])/100$ $x(-451/100)$				4.197
62	Water from H2O Fuel $[13] \times ([3B] - [1A])/100$ $x(-45J/100)$				1.488
63	Water from H2Ov Fuel $[14] \times ([3C])/100$ $x / 100$				0.000
64	Moisture in Air $[16] \times [3C]/100$ $x / 100$				0.070
65	Unburned Carbon in Ref $[18] \times 33700 / [19] =$ $x 33700 /$				0.684
66	Sensible Heat of Refuse -from Form RES				0.052
67	Hot AQC Equip $([20] \times ([5A] - [6A]) - ([22] - [20]) \times ([6C] - [6B])) / 100$ $(X(-) - (-) \times (-)) / 100$				0.000
68	Other Losses, % Basis -from Form EFFc Item [110]				0.661
69	Summation of Losses, % Basis				12.87
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]					
75	Surface Radiation and Convection -from Form EFFa Item [32]		0.000		0.000
76	Sorbent Calcination/Dehydration -from Form SRBc Item [77]		0.000		0.000
77	Water from Sorbent -from Form SRBc Item [65]		0.000		0.000
78					
79					
80	Other Losses, MJ/hr Basis -from Form EFFc Item [111]		0.000		0.000
81	Summation of Losses, MJ/hr Basis		0.000		0.000
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]					
85	Entering Dry Air $[11] \times [2A]/100$ $x / 100$				-0.158
86	Moisture in Air $[16] \times [2B]/100$ $x / 100$				-0.002
87	Sensible Heat in Fuel $100 \times [4A] / [19]$ $100 \times /$				-0.088
88	Sulfation -from Form SRBc Item [80]				0
89	Other Credits, % Basis -from Form EFFc Item [112]				0
90	Summation of Credits, % Basis				-0.248
CREDITS, MJ/hr Enter Calculated Result in MKB Column [A]					
95	Auxiliary Equipment Power [31]		4521.6		0.188
96	Sensible Heat from Sorbent -from Form SRBc Item [85]		0.000		0.000
97	Other Credits, MKJ/hr Basis -from Form EFFc Item [113]		0.000		0.000
98	Summation of Credits, MJ/hr Basis		4521.6		0.188
100	Fuel Eff, % $(100 - [69] + [90]) \times [30] / ([30] + [81] - [98])$ $(100 - +) \times / (- +)$				87.07
101	Input from Fuel, MJ $100 \times [30] / [100] = 100 \times /$		2411164		
102	Fuel Rate, Kg/hr $1,000 \times [101] / [19] = 1000 \times /$				90792
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas					
TEST NO : Ven#3 No.1		DATE: 28-Sep-23		LOAD: 265MW	
TIME START : 23:00		TIME END : 01:00		CALC BY: M. Snippet	
REMARKS :			DATE: 18-Dec-23		
SHEET 6 OF 7					



**Efficiency Calculations Other Losses and Credits
Form EFFc**

The losses and credits listed on this sheet are not universally applicable to all fossil fired steam generators and are usually minor. Losses/credits that have not been specifically identified by this Code but are applicable in accordance with the intent of the Code should also be recorded on this sheet. Parties to the test may agree to estimate the losses or credits in lieu of testing. Enter a 'T' for tested or 'E' for estimated in the second column, and result in appropriate column. Enter the sum of each group on Form EFFb. Refer to the text of PTC 4 for the calculation method.

Item	Tor E	LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]	A	MJ	B	%
110A		CO in Flue Gas				0.211
110B		Formation of NOx				0.000
110C		Pulverizer Rejects				0.000
110D		Air Infiltration				0.000
110E		Unburned Hydrocarbons in Flue Gas				0.000
110F		Unmeasured Loss, as per agreement				0.200
110G	E	Surface Radiation Loss, as per agreement				0.250
110	E	Summation of Other Losses, % Basis				0.661
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]				0.000		
111A		Wet Ash Pit		0.000		
111B		Sensible Heat in Recycle Streams - Solid		0.000		
111C		Sensible Heat in Recycle Streams - Gas		0.000		
111D		Additional Moisture		0.000		
111E		Cooling Water		0.000		
111F		Air Preheater Coil (supplied by unit)		0.000		
111G		Other		0.000		
111		Summation of Other Losses, MJ/hr Basis		0.000		
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]						
112A		Other				0.000
112		Summation of Credits, % Basis				0.000
CREDITS, MJ/hr Enter Result in MKB Column [A]						
113A		Heat in Additional Moisture (external to envelope)		4521.6		
113B		Other		0.000		
113		Summation of Credits, MJ/hr Basis		4521.6		
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas						
TEST NO : Ven#3 No.1 DATE: 28-Sep-23 LOAD: 265MW						
TIME START : 23:00 TIME END : 01:00 CALC BY: M. Snippet						
REMARKS : DATE: 18-Dec-23						
SHEET 7 OF 7						



**APÉNDICE G2 RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD
TEST NO.2 (237 MW) / RESULTADOS ASME PTC 4
MÉTODO DE BALANCE DE TERMICO PRUEBA NO.2
(237 MW)**



Combustion Calculations
Form CMBSTNa

DATA REQUIRED							
1	HHV - Higher Heating Value of Fuel, kJ/kg as fired						26331
2	UBC - Unburned Carbon, kg/100 kg fuel from RES or SRBb FORM						0.362
3	Fuel Flow, kg/hr [4b]						82789
4	a. Measured Fuel Flow					92376	
4	b. Calculated Fuel Flow	$100,000 \times [5] / [8] / [1]$					82789
5	Output, MJ/hr	from Output Item [37]				1901610	
6	Fuel Efficiency, % (estimate initially)	from Input Data Sheet [6]				87.23	
7	Moisture in air, kg/kg Dry Air						0.0068
8	Barometric Pressure, in mbar	from Input Data Sheet [8]				1124.7	
9	Dry Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [9]				11.4	
10	Wet Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [10]				10.6	
11	Relative Humidity, %	from Input Data Sheet [11]				90.3	
	Additional Moisture (Measured)						
	Atomizing Steam	from Output Item [14]				0.000	
	Sootblowing Steam	from Output Item [11]				0.000	
	Other					0.000	
12	Summation Additional Moisture					0.000	
13	Additional Moisture, kg/100 kg Fuel	$100 \times [12] / [3]$					0.000
14	Additional Moisture, kg/100kJ	$[13] / ([1]/100)$					0.000
	If Air Heater (Excl Stm/Wtr Coil) Enter following						
15	GasTemp Lvg AH, °C	from Input Data Sheet [15]	Primary / Secondary or Main	15B		15A	131.8
16	AirTemp Ent AH, °C	from Input Data Sheet [16]	Primary / Secondary or Main	16B	25.46	16A	18.20
17	O2 in FG Ent Air Heater	from Input Data Sheet [17]	Primary / Secondary or Main	17B		17A	3.36
18	O2 in FG Lvg Air Heater	from Input Data Sheet [18]	Primary / Secondary or Main	18B		18A	7.77
18C	O2 Measurement Basis Dry (0) or Wet (1)					18C	0.00
18D	Primary AH Leakage for Trisector Type AH, Percent of Total		Primary / Secondary or Main	18D	24.90	18D	75.10
19	Mass Ash, kg/100 kJ	$100 \times [30J] / [1]$					0.020
	If mass of ash (Item [19]) exceeds 0.065 kg/100 kJ or Sorbent utilized. Enter Mass Fraction of Refuse in Item [79] for each location						
	SORBENT DATA (Enter 0 if Sorbent not Used)						
20	Sorbent Rate, kg/hr						0.000
21	CO2 from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [25i]					0.000
22	H2O from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [26i]					0.000
23	Sulfur Capture, kg/kg Sulfur	from SRBb Item [45]					0.000
24	Spent Sorbent, kg/100 kg fuel	from SRBb Item [48]					0.000
25	Sorb/Fuel Ratio, kg Sorb/ kg Fuel	$[20] / [3]$					0.000
	HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT DATA						
26	O2 in FG Ent HAQC Flue Gas Temperatures						0.000
	See Form EFFa for HAQC Flue Gas Temperatures						
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:		Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.2	DATE:		LOAD:		237MW
TIME START :		22:30	TIME END :		CALC BY:		M. Snippert
REMARKS :					DATE:		18-Dec-23
SHEET 1 OF 7							

Combustion Calculations
Form CMBSTNb

COMBUSTION PRODUCTS											
30 From Input Data Sheet Ultimate Analysis % Mass			31 Theo Air Flow kg/100 kg Fuel [30] x K		32 Dry Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		33 Wet Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		34 H2O Fuel kg/100 kJ [30] x K/([1]/100)		
A	C	66.08									
B	UBC		0.362								
C	Cb		65.72	11.51	756.41	12.011	5.471				
D	S	0.46		4.31	1.98	32.064	0.014				
E	H2	4.58		34.29	157.05			2.0159	2.272	8.937	
F	H2O	14.89						18.0153	0.827	1.0	
G	H2Ov	0.00						18.0153	0.000	1.0	
H	N2	1.26				28.0134	0.045				
I	O2	7.54		-4.32	-32.57						
J	ASH	5.20									
K	VM	34.49									
L	FC	45.42									
M	TOTAL	100.01		31	882.87	32	5.531	33	3.098	34	0.212
35 Total Theo Air Fuel Check, kg/100 kJ			([31M] + [30B] * 11.51) / ([1] / 100)							3.369	
CORRECTIONS FOR SORBENT REACTIONS AND SULPHUR CAPTURE											
40	CO2 from Sorb, kg/100 kg fuel		[21] * [25]							0.000	
41	H2O from Sorb, kg/100 kg fuel		[22] * [25]							0.000	
42	SO2 from Sorb, Mol/100 kg fuel		[32D] * [23]							0.000	
43	Dry Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[32M] + [40] / 44.01 - [42]							5.531	
44	Wet Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[33M] + [41] / 18.0153 + [43]							8.629	
46	Theo Air Corr, kg/100 kg fuel		[31M] + 2.16 * [30D] * [23]							882.9	
47	Theo Air Corr, Mol/100 kg fuel		[46] / 28.9625							30.48	
48	Theo Air Corr, kg/100 kJ		[46] / ([1]/100)							3.353	
49	Wet Gas from Fuel, kg/100 kJ		(100 - [30J] - [30B] - [30D] * [23]) / ([1]/100)							0.359	
LOCATION										AH In	AH Out
50	Flue Gas Temperature Entering Air Heater, °C									358.8	131.8
51	Air Temperature Leaving Air Heater, °C									308.8	304.0
52	Flue Gas Oxygen Content, %									3.36	7.77
FLUE GAS ANALYSIS, MOL/100 kg Fuel				Dry	Wet						
53	Moister in Air		0	[7] * 1.608				0.00	0.00		
54	Dry/Wet Products Comb		[43]	[44]				5.531	5.531		
55	Additional Moisture		0	[13] / 18.0153				0.00	0.00		
56			[47] * (0.7905 + [53])							24.10	24.10
57	Summation		[54] + [55] + [56]							29.63	29.63
58			20.95 - [52] * (1 + [53])							17.59	13.18
60	Excess Air, %		100 * [52] * [57] / [47] / [58]							18.57	57.30
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:		Nueva Ventanas				
TEST NO :		Ven#3 No.2	DATE: 27-Sep-23		LOAD:		237MW				
TIME START :		22:30	TIME END : 00:30		CALC BY:		M. Snippet				
REMARKS :						DATE:		18-Dec-23			
										SHEET 2 OF 7	

Combustion Calculations
Form CMBSTnc

LOCATION					AH In	AH Out	
60	Excess Air, %				18.57	57.30	
02, CO2, SO2 WHEN EXCESS AIR KNOWN							
61							
62	Dry	[47] x (0.7905 + [60] / 100)			29.76	41.56	
63	Wet	[47] x (0.7905 + [53] + (1 + [53]) x [60] / 100)			29.76	41.56	
64	Dry Gas, Mol/100 kg Fuel	[43] + [62]			35.29	47.09	
65	Wet Gas, Mol/100 kg Fuel	[44] + [63] + [13] / 18.015			38.39	50.19	
			Dry	Wet			
66	O2, %	[60] x [47] x 0.2095 / [64]	[64]	[65]	3.36	7.77	
67	CO2, %	([30C] / 0.1201 + [40] / 0.4401) / [64]	[64]	[65]	15.51	11.62	
68	SO2, ppm	(1 - [23]) x [30D] / 0.32064 / [64]	[64]	[65]	407	305	
FLUE GAS PRODUCTS, kg/100 kJ							
69	Dry Air	(1 + [60] / 100) x [48]			3.976	5.274	
70	Wet Gas from Fuel	[49]			0.359	0.359	
71	CO2 from Sorbent	[40] / ([1] / 100)			0.000	0.000	
72	Moisture in Air	[7] x [69]			0.027	0.036	
73	Water from Sorbent	[41] / ([1] / 100)			0.000	0.000	
74	Additional Moisture	[14]			0.000	0.000	
75	Total Wet Gas	[69] + [70] + [71] + [72] + [73] + [74]			4.361	5.669	
76	H2O in Wet Gas	[34M] + [72] + [73] + [74]			0.239	0.248	
77	Dry Gas	[75] - [76]			4.122	5.421	
78	H2O in Wet Gas, % Mass	100 x [76] / [75]			5.48	4.37	
79	Residue, kg/kg Total Refuse at each location				0.000	0.000	
80	Residue, kJ/100 kJ	([30J] + [2] + [24]) / ([1] / 100)			0.021	0.021	
81	Residue in Wet Gas, kg/kg	[79] x [80] / [75]			0.000	0.000	
82	Leakage, % Gas Entering	100 x ([75L] - [75E]) / [75E]				29.98	
GAS TEMPERATURE CORRECTION FOR AH LEAKAGE							
83	GasTemp Lvg (INCL LKG), °C	[15]			368.59	131.82	
84	Average AH Air Leakage Temp, °C	(1 - [18D]) x [16A] + [18D] x [16B]			23.65	307.58	
85	H Air Lvg, kJ/kg	T=[83], H2O=[7]				108.34	
86	H Air Ent, kJ/kg	T=[84], H2O=[7]			-1.359		
87	Cpg, kJ/kg °C	T=[83], H2O=[78E], RES=[81E]				1.014	
88	AH Gas Outlet Temperature Excluding Leakage, °C	[83] + ([82] / 100 x ([85] - [86]) / [87])				164.25	
AIR, GAS, FUEL & RESIDUE MASS FLOW RATES, kg/hr							
90	Input from Fuel MJ/hr	[5] / [6] / 100				2179898	
91	Fuel Rate, kg/hr	1000 x [90] / [1]				82789	
92	Residue Rate, kg/hr	[80] x [90] / 10				4605	
93	Wet Flue Gas, kg/hr	[75] x [90] / 10			950688	1235716	
95	Excess Air Lvg Blr, %	[60]				57.30	
96	Total Air to Blr, Kg/hr	(1 + [95] / 100) x (1 + [7]) x [48] x [90] / 10				1157532	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas	
TEST NO :		Ven#3 No.2	DATE: 27-Sep-23		LOAD:	237MW	
TIME START :		22:30	TIME END : 00:30		CALC BY:	M. Snippet	
REMARKS :						DATE:	18-Dec-23
						SHEET 3 OF 7	



**Unburned Carbon and Residue Calculation
Form RES**

DATA REQUIRED FOR RESIDUE SPLIT												
1	Ash in Fuel, %	from Form CMBSTNb [30J]		5.20	2	HHV Fuel, kJ/kg 'as fired'	28331					
3	Fuel Mass Flow Rate, kg/hr	from Form CMBSTNa [4b]		82789	4b	Form CMBSTNa [1]						
a) Item [3] - Use measured or estimated value initially. (See CMBSTNa) Recalculate after boiler efficiency has been calculated until estimated value is within 1% of calculated value. b) Residue splits estimated. Enter value in Col [8] and calculate Col [5]. Residue rate measured. Enter measured mass flow rates in Col [5]. When residue is not measured at all locations, estimate split and flow for measured locations. Reiterate until estimated total residue is within 2% of calculated. c) Enter the % free carbon in Col [6] (total carbon correcter for CO ₂). Units with sorbent: Enter the % CO ₂ in Col [7].												
	Location	5	Residue Mass Flow		6	7	Residue Split %		9	10		
		Input kg/hr	Calculated kg/hr	C In Residue %	CO ₂ In Residue %	Input	Calculated 100 x [5] / [5F]	C Wtd Ave % [6] x [8] / 100	CO ₂ Wtd Ave % [7] x [8] / 100			
A	Bottom Ash	0.00	0.00	3.34	0.00	15.00	0.00	0.501	0.000			
B	Fly Ash	0.00	0.00	7.07	0.00	85.00	0.00	6.010	0.000			
C	Economizer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
D		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
E		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
F	TOTAL	5	0.00	0.00		8	100.00	0.00	9	6.511	10	0.000
UNITS WITHOUT SORBENT												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel						[1] x [9F] / (100 - [9F])		0.382			
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel						[1] + [11]		5.56			
UNITS WITH SORBENT												
d) Enter average C and CO ₂ in residue, [9F] and [10F] above or SRBa (Items [4] and [5]) and complete Sorbent Calculation Forms.												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel						from Form SRBb Item [49]		0.000			
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel						from Form SRBb Item [50]		0.000			
TOTAL RESIDUE												
21	Total Residue, kg/hr						[20] x [3] / 100		4605			
e) When all residue collection locations are measured, the measured residue split is used for calculations. If a portion of the residue mass is estimated, repeat calculation above until Col [5F] and Item [21] agree within 2%.												
22	Total Residue, kg/100 kJ						100 x [20] / [2]		0.021			
SENSIBLE HEAT RESIDUE LOSS, %												
23	Location	24	[8]	x	[22] Residue	x	H Residue	/	10000	Loss		
		Temp Residue (°C)	%		kg/ 100 kJ		kJ/kg			%		
A	Furnace	1100	15.00	x	0.021	x	1205.2	/	10000	0.038		
B	Fly Ash	120	85.00	x	0.021	x	76.7	/	10000	0.014		
C	Economizer	0	0.00	x	0.021	x	-17.9	/	10000	0.000		
D		0								0.000		
E		0								0.000		
									Total	25	0.052	
H Residue = 0.16 x T + 1.09E-4 x T ² - 2.843E-8 x T ³ - 12.95												
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas												
TEST NO : Ven#3 No.2 DATE: 27-Sep-23 LOAD: 237MW												
TIME START : 22:30 TIME END : 00:30 CALC BY: M. Snippet												
REMARKS : DATE: 18-Dec-23												
SHEET 4 OF 7												

Efficiency Calculations Data Required
Form EFFa

TEMPERATURES, °C						
1	Reference Temperature	25	1A	Enthalpy Water(25 °C Ref.)	105	
2	Average Entering AirTemp from CMBSTNa [16] or EFFa [44]	20.01	2A	Enthalpy Dry Air	-5.03	
			2B	Enthalpy Water Vapor	-9.31	
3	Average Exit GasT (Excl Lkg) from CMBSTNa [15] orEFFa [51]	164.2	3A	Enthalpy Dry Gas	140.37	
			3B	Enthalpy Steam @ 1 PSIA	2807.7	
			3C	Enthalpy Water Vapor	262.68	
4	Fuel Temperature	11.37	4A	Enthalpy Fuel	-23.08	
HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT						
5	Entering GasTemperature	0.00	5A	Enthalpy Wet Gas	0.00	
6	Leaving GasTemperature	0.00	6A	Enthalpy of Wet Gas	0.00	
			6B	Enthalpy of Wet Air	0.00	
			6C	Enthalpy of Wet Air @T=[3]	0.00	
RESULT FROM COMBUSTION CALCULATION FORM CMBSTN						
10	Dry Gas Weight [77]	4.122	18	Unburned Carbon, % [2]	0.362	
11	Dry Air Weight [69]	3.976	19	HHV btu/lbm "as-fired" [1]	26331	
12	Water from H2 Fuel [34E]	0.155	HOT AQC EQUIPMENT			
13	Water from H2O Fuel [34F]	0.057	20	Wet Gas Entering [75E]	0.00	
14	Water from H2Ovfuei [34G]	0.000	21	H2O in Wet Gas, % [78L]	0.00	
15	Moisture in Air lb/lb DA [7]	0.007	22	Wet Gas Leaving [75L]	0.00	
16	Moisture in Air lb/10KB [72]	0.027	23	Residue in Wet Gas, % [81E]	0.00	
17	Fuel Rate Est. Klb/hr [3]	82789				
			25	Excess Air, % [95]	57.30	
MISCELLANEOUS						
30	Unit Output, MJ/hr [CMBSTNa 5]	1901610	31	Aux Equip power, MJ/hr	4410.0	
32	Loss Due to Surface Radiation and Convection, %				0.28	
33A	Flat Projected Surface Area, ft ²	0/0/60	33C	Average Surface Temperature, F	0/0/127	
33B	Average Velocity of Air Near Surface, ft/sec	0/0/1.67	33D	Average Ambient Temperature Near Surface, F	0/0/77	
ENT AIRTEMP (Units with primary and secondary air flow)						
35A	Pri AirTemp Entering, F CMBSTNa [16B]	25.46	35B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
36A	Pri AirTemp Leaving Air Htr, F CMBSTNa [51]	304.0	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
37A	Average AirTemp Entering Pulverizers	0.0	37B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
38A	Average PulverizerTempering AirTemp	25.46	38B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
39	Sec AirTemp Entering, F CMBSTNa [16A]	18.20	40	Primary Airflow (Ent Pulv), Klb/hr	288198	
41	PulverizerTempering Airflow, Klb/hr	[40] x ([36B]-[37B])/([36B]-[38B])			0.00	
42	Total Air Flow, Klb/hr from FORM CMBSTNa [96]	1157532	43	Secondary Airflow, Klb/hr [42] - [40]	869334	
44	Average Entering AirTemperature, F	[(35A) x ([40] - [41]) + (39) x [43] + (38) x [41]]/[42]			20.01	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.2	DATE: 27-Sep-23		LOAD:	237MW
TIME START :		22:30	TIME END : 00:30		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
SHEET 5 OF 7						



Efficiency Calculations
Form EFFb

LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]		A	MJ	B	%
60	Dry Gas $[10] \times [3A]/100$				5.786
	$x / 100$				
61	Water from H2 Fuel $[12] \times ([3B] - [1A])/100$				4.201
	$x(-451/100)$				
62	Water from H2O Fuel $[13] \times ([3B] - [1A])/100$				1.528
	$x(-45J/100)$				
63	Water from H2Ov Fuel $[14] \times ([3C])/100$				0.000
	$x / 100$				
64	Moisture in Air $[16] \times [3C]/100$				0.071
	$x / 100$				
65	Unburned Carbon in Ref $[18] \times 33700 / [19] = x 33700 /$				0.463
66	Sensible Heat of Refuse -from Form RES				0.052
67	Hot AQC Equip $([20] \times ([5A] - [6A]) - ([22] - [20]) \times ([6C] - [6B])) / 100$				0.000
	$(X(-) - (-) \times (-)) / 100$				
68	Other Losses, % Basis -from Form EFFc Item [110]				0.576
69	Summation of Losses, % Basis				12.68
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]					
75	Surface Radiation and Convection -from Form EFFa Item [32]		0.000		0.000
76	Sorbent Calcination/Dehydration -from Form SRBc Item [77]		0.000		0.000
77	Water from Sorbent -from Form SRBc Item [65]		0.000		0.000
78					
79					
80	Other Losses, MJ/hr Basis -from Form EFFc Item [111]		0.000		0.000
81	Summation of Losses, MJ/hr Basis		0.000		0.000
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]					
85	Entering Dry Air $[11] \times [2A]/100$				-0.200
	$x / 100$				
86	Moisture in Air $[16] \times [2B]/100$				-0.003
	$x / 100$				
87	Sensible Heat in Fuel $100 \times [4A] / [19]$				-0.088
	$100 \times /$				
88	Sulfation -from Form SRBc Item [80]				0
89	Other Credits, % Basis -from Form EFFc Item [112]				0
90	Summation of Credits, % Basis				-0.290
CREDITS, MJ/hr Enter Calculated Result in MKB Column [A]					
95	Auxiliary Equipment Power [31]		4410.0		0.202
96	Sensible Heat from Sorbent -from Form SRBc Item [85]		0.000		0.000
97	Other Credits, MKJ/hr Basis -from Form EFFc Item [113]		0.000		0.000
98	Summation of Credits, MJ/hr Basis		4410.0		0.202
100	Fuel Eff, % $(100 - [69] + [90]) \times [30] / ([30] + [81] - [98])$				87.23
	$(100 - +) \times / (- +)$				
101	Input from Fuel, MJ $100 \times [30] / [100] = 100 \times /$		2179898		
102	Fuel Rate, Kg/hr $1,000 \times [101] / [19] = 1000 \times /$				82789
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas					
TEST NO : Ven#3 No.2		DATE: 27-Sep-23		LOAD: 237MW	
TIME START : 22:30		TIME END : 00:30		CALC BY: M. Snippet	
REMARKS :			DATE: 18-Dec-23		
SHEET 6 OF 7					



**Efficiency Calculations Other Losses and Credits
Form EFFc**

The losses and credits listed on this sheet are not universally applicable to all fossil fired steam generators and are usually minor. Losses/credits that have not been specifically identified by this Code but are applicable in accordance with the intent of the Code should also be recorded on this sheet. Parties to the test may agree to estimate the losses or credits in lieu of testing. Enter a 'T' for tested or 'E' for estimated in the second column, and result in appropriate column. Enter the sum of each group on Form EFFb. Refer to the text of PTC 4 for the calculation method.

Item	Tor E	LOSSES, %	Enter Calculated Result in % Column [B]	A	MJ	B	%
110A		CO in Flue Gas					0.100
110B		Formation of NOx					0.000
110C		Pulverizer Rejects					0.000
110D		Air Infiltration					0.000
110E		Unburned Hydrocarbons in Flue Gas					0.000
110F		Unmeasured Loss, as per agreement					0.200
110G	E	Surface Radiation Loss, as per agreement					0.276
110	E	Summation of Other Losses, % Basis					0.576
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]					0.000		
111A		Wet Ash Pit			0.000		
111B		Sensible Heat in Recycle Streams - Solid			0.000		
111C		Sensible Heat in Recycle Streams - Gas			0.000		
111D		Additional Moisture			0.000		
111E		Cooling Water			0.000		
111F		Air Preheater Coil (supplied by unit)			0.000		
111G		Other			0.000		
111		Summation of Other Losses, MJ/hr Basis			0.000		
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]							
112A		Other					0.000
112		Summation of Credits, % Basis					0.000
CREDITS, MJ/hr Enter Result in MKB Column [A]							
113A		Heat in Additional Moisture (external to envelope)			4410.0		
113B		Other			0.000		
113		Summation of Credits, MJ/hr Basis			4410.0		
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas							
TEST NO : Ven#3 No.2 DATE: 27-Sep-23 LOAD: 237MW							
TIME START : 22:30 TIME END : 00:30 CALC BY: M. Snippet							
REMARKS : DATE: 18-Dec-23							
				SHEET 7 OF 7			



**APÉNDICE G3 RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD
TEST NO.3 (206 MW) / RESULTADOS ASME PTC 4
MÉTODO DE BALANCE DE TÉRMICO PRUEBA NO.3
(206 MW)**



Combustion Calculations
Form CMBSTNa

DATA REQUIRED						
1	HHV - Higher Heating Value of Fuel, kJ/kg as fired					26364
2	UBC - Unburned Carbon, kg/100 kg fuel from RES or SRBb FORM					0.371
3	Fuel Flow, kg/hr [4b]					72672
4	a. Measured Fuel Flow				80712	
4	b. Calculated Fuel Flow	$100,000 \times [5] / [8] / [1]$				72672
5	Output, MJ/hr	from Output Item [37]				1672747
6	Fuel Efficiency, % (estimate initially)	from Input Data Sheet [6]				87.31
7	Moisture in air, kg/kg Dry Air					0.0066
8	Barometric Pressure, in mbar	from Input Data Sheet [8]			1125.7	
9	Dry Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [9]			10.9	
10	Wet Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [10]			10.1	
11	Relative Humidity, %	from Input Data Sheet [11]			90.6	
	Additional Moisture (Measured)					
	Atomizing Steam	from Output Item [14]			0.000	
	Sootblowing Steam	from Output Item [11]			0.000	
	Other				0.000	
12	Summation Additional Moisture				0.000	
13	Additional Moisture, kg/100 kg Fuel	$100 \times [12] / [3]$				0.000
14	Additional Moisture, kg/100kJ	$[13] / ([1]/100)$				0.000
	If Air Heater (Excl Stm/Wtr Coil) Enter following					
15	GasTemp Lvg AH, °C	from Input Data Sheet [15]	Primary / Secondary or Main	15B	15A	126.5
16	AirTemp Ent AH, °C	from Input Data Sheet [16]	Primary / Secondary or Main	16B	16A	25.12
17	O2 in FG Ent Air Heater	from Input Data Sheet [17]	Primary / Secondary or Main	17B	17A	3.78
18	O2 in FG Lvg Air Heater	from Input Data Sheet [18]	Primary / Secondary or Main	18B	18A	8.57
18C	O2 Measurement Basis Dry (0) or Wet (1)				18C	0.00
18D	Primary AH Leakage for Trisector Type AH, Percent of Total		Primary / Secondary or Main	18D	18D	25.73
19	Mass Ash, kg/100 kJ	$100 \times [30J] / [1]$				0.021
	If mass of ash (Item [19]) exceeds 0.065 kg/100 kJ or Sorbent utilized. Enter Mass Fraction of Refuse in Item [79] for each location					
	SORBENT DATA (Enter 0 if Sorbent not Used)					
20	Sorbent Rate, kg/hr					0.000
21	CO2 from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [25i]				0.000
22	H2O from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [26i]				0.000
23	Sulfur Capture, kg/kg Sulfur	from SRBb Item [45]				0.000
24	Spent Sorbent, kg/100 kg fuel	from SRBb Item [48]				0.000
25	Sorb/Fuel Ratio, kg Sorb/ kg Fuel	$[20] / [3]$				0.000
	HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT DATA					
26	O2 in FG Ent HAQC Flue Gas Temperatures					0.000
	See Form EFFa for HAQC Flue Gas Temperatures					
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.3	DATE:		LOAD:	206MW
TIME START :		23:15	TIME END :		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
						SHEET 1 OF 7

Combustion Calculations
Form CMBSTNb

COMBUSTION PRODUCTS											
30 From Input Data Sheet Ultimate Analysis % Mass			31 Theo Air Flow kg/100 kg Fuel [30] x K		32 Dry Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		33 Wet Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		34 H2O Fuel kg/100 kJ [30] x K/([1]/100)		
A	C	66.20									
B	UBC	0.371									
C	Cb	65.83	11.51	757.69	12.011	5.481					
D	S	0.45	4.31	1.94	32.064	0.014					
E	H2	4.59	34.29	157.39			2.0159	2.277	8.937	0.158	
F	H2O	14.45					18.0153	0.802	1.0	0.056	
G	H2Ov	0.00					18.0153	0.000	1.0	0.000	
H	N2	1.23			28.0134	0.044					
I	O2	7.48	-4.32	-32.31							
J	ASH	5.60									
K	VM	34.61									
L	FC	45.34									
M	TOTAL	100.00	31	884.70	32	5.539	33	3.079	34	0.210	
35	Total Theo Air Fuel Check, kg/100 kJ			([31M] + [30B] * 11.51) / ([1] / 100)						3.372	
CORRECTIONS FOR SORBENT REACTIONS AND SULPHUR CAPTURE											
40	CO2 from Sorb, kg/100 kg fuel			[21] * [25]						0.000	
41	H2O from Sorb, kg/100 kg fuel			[22] * [25]						0.000	
42	SO2 from Sorb, Mol/100 kg fuel			[32D] * [23]						0.000	
43	Dry Prod Comb, Mol/100 kg fuel			[32M] + [40] / 44.01 - [42]						5.539	
44	Wet Prod Comb, Mol/100 kg fuel			[33M] + [41] / 18.0153 + [43]						8.618	
46	Theo Air Corr, kg/100 kg fuel			[31M] + 2.16 * [30D] * [23]						884.7	
47	Theo Air Corr, Mol/100 kg fuel			[46] / 28.9625						30.55	
48	Theo Air Corr, kg/100 kJ			[46] / ([1]/100)						3.356	
49	Wet Gas from Fuel, kg/100 kJ			(100 - [30J] - [30B] - [30D] * [23]) / ([1]/100)						0.357	
LOCATION											
50	Flue Gas Temperature Entering Air Heater, °C					AH In		AH Out			
51	Air Temperature Leaving Air Heater, °C					300.4		296.4			
52	Flue Gas Oxygen Content, %					3.78		8.57			
FLUE GAS ANALYSIS, MOL/100 kg Fuel											
53	Moister in Air			Dry		Wet					
				0		[7] * 1.608		0.00		0.00	
54	Dry/Wet Products Comb			[43]		[44]		5.539		5.539	
55	Additional Moisture			0		[13] / 18.0153		0.00		0.00	
56				[47] * (0.7905 + [53])				24.15		24.15	
57	Summation			[54] + [55] + [56]				29.69		29.69	
58				20.95 - [52] * (1 + [53])				17.17		12.38	
60	Exess Air, %			100 * [52] * [57] / [47] / [58]				21.39		67.27	
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas											
TEST NO : Ven#3 No.3 DATE: 26-Sep-23 LOAD: 206MW											
TIME START : 23:15 TIME END : 01:15 CALC BY: M. Snippet											
REMARKS : DATE: 18-Dec-23											
SHEET 2 OF 7											

Combustion Calculations
Form CMBSTnc

LOCATION					AH In	AH Out
60	Excess Air, %				21.39	67.27
02, CO2, SO2 WHEN EXCESS AIR KNOWN						
61						
62	Dry	[47] x (0.7905 + [60] / 100)			30.68	44.70
63	Wet	[47] x (0.7905 + [53] + (1 + [53]) x [60] / 100)			30.68	44.70
64	Dry Gas, Mol/100 kg Fuel	[43] + [62]			38.22	50.24
65	Wet Gas, Mol/100 kg Fuel	[44] + [63] + [13] / 18.015			39.30	53.31
			Dry	Wet		
66	O2, %	[60] x [47] x 0.2095 / [64]	[64]	[65]	3.78	8.57
67	CO2, %	([30C] / 0.1201 + [40] / 0.4401) / [64]	[64]	[65]	15.13	10.91
68	SO2, ppm	(1 - [23]) x [30D] / 0.32064 / [64]	[64]	[65]	387	279
FLUE GAS PRODUCTS, kg/100 kJ						
69	Dry Air	(1 + [60] / 100) x [48]			4.074	5.613
70	Wet Gas from Fuel	[49]			0.357	0.357
71	CO2 from Sorbent	[40] / ([1] / 100)			0.000	0.000
72	Moisture in Air	[7] x [69]			0.027	0.037
73	Water from Sorbent	[41] / ([1] / 100)			0.000	0.000
74	Additional Moisture	[14]			0.000	0.000
75	Total Wet Gas	[69] + [70] + [71] + [72] + [73] + [74]			4.457	6.007
76	H2O in Wet Gas	[34M] + [72] + [73] + [74]			0.237	0.247
77	Dry Gas	[75] - [76]			4.220	5.759
78	H2O in Wet Gas, % Mass	100 x [76] / [75]			5.32	4.12
79	Residue, kg/kg Total Refuse at each location				0.000	0.000
80	Residue, kJ/100 kJ	([30J] + [2] + [24]) / ([1] / 100)			0.023	0.023
81	Residue in Wet Gas, kg/kg	[79] x [80] / [75]			0.000	0.000
82	Leakage, % Gas Entering	100 x ([75L] - [75E]) / [75E]				34.77
GAS TEMPERATURE CORRECTION FOR AH LEAKAGE						
83	GasTemp Lvg (INCL LKG), °C	[15]			348.28	126.50
84	Average AH Air Leakage Temp, °C	(1 - [18D]) x [16A] + [18D] x [16B]			23.64	299.33
85	H Air Lvg, kJ/kg	T=[83], H2O=[7]				102.92
86	H Air Ent, kJ/kg	T=[84], H2O=[7]			-1.376	
87	Cpg, kJ/kg °C	T=[83], H2O=[78E], RES=[81E]				1.014
88	AH Gas Outlet Temperature Excluding Leakage, °C	[83] + ([82] / 100 x ([85] - [86]) / [87])				162.26
AIR, GAS, FUEL & RESIDUE MASS FLOW RATES, kg/hr						
90	Input from Fuel MJ/hr	[5] / [6] / 100				1915946
91	Fuel Rate, kg/hr	1000 x [90] / [1]				72672
92	Residue Rate, kg/hr	[80] x [90] / 10				4340
93	Wet Flue Gas, kg/hr	[75] x [90] / 10			853946	1150856
95	Excess Air Lvg Blr, %	[60]				67.27
96	Total Air to Blr, Kg/hr	(1 + [95] / 100) x (1 + [7]) x [48] x [90] / 10				1082523
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.3	DATE: 26-Sep-23		LOAD:	206MW
TIME START :		23:15	TIME END : 01:15		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
					SHEET 3 OF 7	

**Unburned Carbon and Residue Calculation
Form RES**

DATA REQUIRED FOR RESIDUE SPLIT												
1	Ash in Fuel, %	from Form CMBSTNb [30J]		5.60	2	HHV Fuel, kJ/kg 'as fired'	26364					
3	Fuel Mass Flow Rate, kg/hr	from Form CMBSTNa [4b]		72672	4b	Form CMBSTNa [1]						
a) Item [3] - Use measured or estimated value initially. (See CMBSTNa) Recalculate after boiler efficiency has been calculated until estimated value is within 1% of calculated value. b) Residue splits estimated. Enter value in Col [8] and calculate Col [5]. Residue rate measured. Enter measured mass flow rates in Col [5]. When residue is not measured at all locations, estimate split and flow for measured locations. Reiterate until estimated total residue is within 2% of calculated. c) Enter the % free carbon in Col [6] (total carbon correcter for CO ₂). Units with sorbent: Enter the % CO ₂ in Col [7].												
	Location	5	Residue Mass Flow		6	7	Residue Split %		9	10		
		Input kg/hr	Calculated kg/hr	C In Residue %	CO ₂ In Residue %	Input	Calculated 100 x [5] / [5F]	C Wtd Ave % [6] x [8] / 100	CO ₂ Wtd Ave % [7] x [8] / 100			
A	Bottom Ash	0.00	0.00	3.55	0.00	15.00	0.00	0.533	0.000			
B	Fly Ash	0.00	0.00	6.69	0.00	85.00	0.00	5.687	0.000			
C	Economizer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
D		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
E		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
F	TOTAL	5	0.00	0.00		8	100.00	0.00	9	6.219	10	0.000
UNITS WITHOUT SORBENT												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel	[1] x [9F] / (100 - [9F])					0.371					
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel	[1] + [11]					5.97					
UNITS WITH SORBENT												
d) Enter average C and CO ₂ in residue, [9F] and [10F] above or SRBa (Items [4] and [5]) and complete Sorbent Calculation Forms.												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel	from Form SRBb Item [49]					0.000					
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel	from Form SRBb Item [50]					0.000					
TOTAL RESIDUE												
21	Total Residue, kg/hr	[20] x [3] / 100					4340					
e) When all residue collection locations are measured, the measured residue split is used for calculations. If a portion of the residue mass is estimated, repeat calculation above until Col [5F] and Item [21] agree within 2%.												
22	Total Residue, kg/100 kJ	100 x [20] / [2]					0.023					
SENSIBLE HEAT RESIDUE LOSS, %												
23	Location	24	[8]	x	[22] Residue	x	H Residue	/	10000	Loss		
		Temp Residue (°C)	%		kg/ 100 kJ		kJ/kg			%		
A	Furnace	1100	15.00	x	0.023	x	1205.2	/	10000	0.041		
B	Fly Ash	120	85.00	x	0.023	x	76.7	/	10000	0.015		
C	Economizer	0	0.00	x	0.023	x	-17.9	/	10000	0.000		
D		0								0.000		
E		0								0.000		
									Total	25	0.056	
H Residue = 0.16 x T + 1.09E-4 x T ² - 2.843E-8 x T ³ - 12.95												
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas												
TEST NO : Ven#3 No.3 DATE: 26-Sep-23 LOAD: 206MW												
TIME START : 23:15 TIME END : 01:15 CALC BY: M. Snippet												
REMARKS : DATE: 18-Dec-23												
SHEET 4 OF 7												

**Efficiency Calculations Data Required
Form EFFa**

TEMPERATURES, °C						
1	Reference Temperature	25	1A	Enthalpy Water (25 °C Ref.)	105	
2	Average Entering Air Temp from CMBSTNa [16] or EFFa [44]	20.83	2A	Enthalpy Dry Air	-4.20	
			2B	Enthalpy Water Vapor	-7.77	
3	Average Exit Gas T (Excl Lkg) from CMBSTNa [15] or EFFa [51]	162.3	3A	Enthalpy Dry Gas	138.37	
			3B	Enthalpy Steam @ 1 PSIA	2803.9	
			3C	Enthalpy Water Vapor	258.93	
4	Fuel Temperature	10.85	4A	Enthalpy Fuel	-23.76	
HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT						
5	Entering Gas Temperature	0.00	5A	Enthalpy Wet Gas	0.00	
6	Leaving Gas Temperature	0.00	6A	Enthalpy of Wet Gas	0.00	
			6B	Enthalpy of Wet Air	0.00	
			6C	Enthalpy of Wet Air @ T=[3]	0.00	
RESULT FROM COMBUSTION CALCULATION FORM CMBSTN						
10	Dry Gas Weight [77]	4.220	18	Unburned Carbon, % [2]	0.371	
11	Dry Air Weight [69]	4.074	19	HHV btu/lbm "as-fired" [1]	26364	
12	Water from H2 Fuel [34E]	0.156	HOT AQC EQUIPMENT			
13	Water from H2O Fuel [34F]	0.055	20	Wet Gas Entering [75E]	0.00	
14	Water from H2O fuel [34G]	0.000	21	H2O in Wet Gas, % [78L]	0.00	
15	Moisture in Air lb/lb DA [7]	0.007	22	Wet Gas Leaving [75L]	0.00	
16	Moisture in Air lb/10KB [72]	0.027	23	Residue in Wet Gas, % [81E]	0.00	
17	Fuel Rate Est. Klb/hr [3]	72672				
			25	Excess Air, % [95]	67.27	
MISCELLANEOUS						
30	Unit Output, MJ/hr [CMBSTNa 5]	1672747	31	Aux Equip power, MJ/hr	4291.2	
32	Loss Due to Surface Radiation and Convection, %				0.31	
33A	Flat Projected Surface Area, ft ²	0/0/60	33C	Average Surface Temperature, F	0/0/127	
33B	Average Velocity of Air Near Surface, ft/sec	0/0/1.67	33D	Average Ambient Temperature Near Surface, F	0/0/77	
ENT AIRTEMP (Units with primary and secondary air flow)						
35A	Pri AirTemp Entering, F CMBSTNa [16B]	25.12	35B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
36A	Pri AirTemp Leaving Air Htr, F CMBSTNa [51]	296.4	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
37A	Average AirTemp Entering Pulverizers	0.0	37B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
38A	Average Pulverizer Tempering AirTemp	25.12	38B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
39	Sec AirTemp Entering, F CMBSTNa [16A]	19.35	40	Primary Airflow (Ent Pulv), Klb/hr	278486	
41	Pulverizer Tempering Airflow, Klb/hr	[40] x ([38B]-[37B])/([36B]-[38B])			0.00	
42	Total Air Flow, Klb/hr from FORM CMBSTNa [96]	1082523	43	Secondary Airflow, Klb/hr [42] - [40]	804037	
44	Average Entering Air Temperature, F	[(35A) x ([40] - [41]) + (39) x [43] + (38) x [41]]/[42]			20.83	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.3	DATE: 26-Sep-23		LOAD:	206MW
TIME START :		23:15	TIME END : 01:15		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
SHEET 5 OF 7						



Efficiency Calculations
Form EFFb

LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]			A	MJ	B	%
60	Dry Gas	$[10] \times [3A]/100$				5.839
		$x / 100$				
61	Water from H2 Fuel	$[12] \times ([3B] - [1A])/100$				4.199
		$x(-451/100)$				
62	Water from H2O Fuel	$[13] \times ([3B] - [1A])/100$				1.479
		$x(-45J/100)$				
63	Water from H2O v Fuel	$[14] \times ([3C])/100$				0.000
		$x / 100$				
64	Moisture in Air	$[16] \times [3C]/100$				0.069
		$x / 100$				
65	Unburned Carbon in Ref	$[18] \times 33700 / [19] = x 33700 /$				0.475
66	Sensible Heat of Refuse	-from Form RES				0.056
67	Hot AQC Equip	$([20] \times ([5A] - [6A]) - ([22] - [20]) \times ([6C] - [6B])) / 100$				0.000
		$(X(-) - (-) \times (-)) / 100$				
68	Other Losses, % Basis	-from Form EFFc Item [110]				0.570
69	Summation of Losses, % Basis					12.69
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]						
75	Surface Radiation and Convection	-from Form EFFa Item [32]		0.000		0.000
76	Sorbent Calcination/Dehydration	-from Form SRBc Item [77]		0.000		0.000
77	Water from Sorbent	-from Form SRBc Item [65]		0.000		0.000
78						
79						
80	Other Losses, MJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [111]		0.000		0.000
81	Summation of Losses, MJ/hr Basis			0.000		0.000
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]						
85	Entering Dry Air	$[11] \times [2A]/100$				-0.171
		$x / 100$				
86	Moisture in Air	$[16] \times [2B]/100$				-0.002
		$x / 100$				
87	Sensible Heat in Fuel	$100 \times [4A] / [19]$				-0.090
		$100 \times /$				
88	Sulfation	-from Form SRBc Item [80]				0
89	Other Credits, % Basis	-from Form EFFc Item [112]				0
90	Summation of Credits, % Basis					-0.263
CREDITS, MJ/hr Enter Calculated Result in MKB Column [A]						
95	Auxiliary Equipment Power [31]			4291.2		0.224
96	Sensible Heat from Sorbent	-from Form SRBc Item [85]		0.000		0.000
97	Other Credits, MKJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [113]		0.000		0.000
98	Summation of Credits, MJ/hr Basis			4291.2		0.224
100	Fuel Eff, %	$(100 - [69] + [90]) \times [30] / ([30] + [81] - [98])$				87.27
		$(100 - +) \times / (- +)$				
101	Input from Fuel, MJ	$100 \times [30] / [100] = 100 \times /$		1916677		
102	Fuel Rate, Kg/hr	$1,000 \times [101] / [19] = 1000 \times /$				72700
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas TEST NO : Ven#3 No.3 DATE: 26-Sep-23 LOAD: 206MW TIME START : 23:15 TIME END : 01:15 CALC BY: M. Snippet REMARKS : DATE: 18-Dec-23 SHEET 6 OF 7						



**Efficiency Calculations Other Losses and Credits
Form EFFc**

The losses and credits listed on this sheet are not universally applicable to all fossil fired steam generators and are usually minor. Losses/credits that have not been specifically identified by this Code but are applicable in accordance with the intent of the Code should also be recorded on this sheet. Parties to the test may agree to estimate the losses or credits in lieu of testing. Enter a 'T' for tested or 'E' for estimated in the second column, and result in appropriate column. Enter the sum of each group on Form EFFb. Refer to the text of PTC 4 for the calculation method.

Item	Tor E	LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]	A	MJ	B	%
110A		CO in Flue Gas				0.056
110B		Formation of NOx				0.000
110C		Pulverizer Rejects				0.000
110D		Air Infiltration				0.000
110E		Unburned Hydrocarbons in Flue Gas				0.000
110F		Unmeasured Loss, as per agreement				0.200
110G	E	Surface Radiation Loss, as per agreement				0.314
110	E	Summation of Other Losses, % Basis				0.570
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]				0.000		
111A		Wet Ash Pit		0.000		
111B		Sensible Heat in Recycle Streams - Solid		0.000		
111C		Sensible Heat in Recycle Streams - Gas		0.000		
111D		Additional Moisture		0.000		
111E		Cooling Water		0.000		
111F		Air Preheater Coil (supplied by unit)		0.000		
111G		Other		0.000		
111		Summation of Other Losses, MJ/hr Basis		0.000		
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]						
112A		Other				0.000
112		Summation of Credits, % Basis				0.000
CREDITS, MJ/hr Enter Result in MKB Column [A]						
113A		Heat in Additional Moisture (external to envelope)		4291.2		
113B		Other		0.000		
113		Summation of Credits, MJ/hr Basis		4291.2		
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.3	DATE: 26-Sep-23		LOAD:	208MW
TIME START :		23:15	TIME END : 01:15		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
SHEET 7 OF 7						



**APÉNDICE G4 RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD
TEST NO.4 (176 MW) / RESULTADOS ASME PTC 4
MÉTODO DE BALANCE DE TERMICO PRUEBA NO.4
(176 MW)**



Combustion Calculations
Form CMBSTNa

DATA REQUIRED						
1	HHV - Higher Heating Value of Fuel, kJ/kg as fired					26431
2	UBC - Unburned Carbon, kg/100 kg fuel from RES or SRBb FORM					0.278
3	Fuel Flow, kg/hr [4b]					62828
4	a. Measured Fuel Flow				70488	
4	b. Calculated Fuel Flow	$100,000 \times [5] / [8] / [1]$				62828
5	Output, MJ/hr	from Output Item [37]				1449839
6	Fuel Efficiency, % (estimate initially)	from Input Data Sheet [6]				87.31
7	Moisture in air, kg/kg Dry Air					0.0054
8	Barometric Pressure, in mbar	from Input Data Sheet [8]			1123.6	
9	Dry Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [9]			7.5	
10	Wet Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [10]			7.0	
11	Relative Humidity, %	from Input Data Sheet [11]			94.1	
	Additional Moisture (Measured)					
	Atomizing Steam	from Output Item [14]				0.000
	Sootblowing Steam	from Output Item [11]				0.000
	Other					0.000
12	Summation Additional Moisture					0.000
13	Additional Moisture, kg/100 kg Fuel	$100 \times [12] / [3]$				0.000
14	Additional Moisture, kg/100kJ	$[13] / ([1]/100)$				0.000
	If Air Heater (Excl Stm/Wtr Coil) Enter following					
15	GasTemp Lvg AH, °C	from Input Data Sheet [15]	Primary / Secondary or Main	15B	15A	124.3
16	AirTemp Ent AH, °C	from Input Data Sheet [16]	Primary / Secondary or Main	16B	16A	21.10 17.14
17	O2 in FG Ent Air Heater	from Input Data Sheet [17]	Primary / Secondary or Main	17B	17A	4.02
18	O2 in FG Lvg Air Heater	from Input Data Sheet [18]	Primary / Secondary or Main	18B	18A	8.55
18C	O2 Measurement Basis Dry (0) or Wet (1)				18C	0.00
18D	Primary AH Leakage for Trisector Type AH, Percent of Total		Primary / Secondary or Main	18D	18D	28.50 71.50
19	Mass Ash, kg/100 kJ	$100 \times [30J] / [1]$				0.018
	If mass of ash (Item [19]) exceeds 0.085 kg/100 kJ or Sorbent utilized. Enter Mass Fraction of Refuse in Item [79] for each location					
	SORBENT DATA (Enter 0 if Sorbent not Used)					
20	Sorbent Rate, kg/hr					0.000
21	CO2 from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [25i]				0.000
22	H2O from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [26i]				0.000
23	Sulfur Capture, kg/kg Sulfur	from SRBb Item [45]				0.000
24	Spent Sorbent, kg/100 kg fuel	from SRBb Item [48]				0.000
25	Sorb/Fuel Ratio, kg Sorb/ kg Fuel	$[20] / [3]$				0.000
	HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT DATA					
26	O2 in FG Ent HAQC Flue Gas Temperatures					0.000
	See Form EFFa for HAQC Flue Gas Temperatures					
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.4	DATE:		LOAD:	176MW
TIME START :		08:00	TIME END :		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
						SHEET 1 OF 7

Combustion Calculations
Form CMBSTNb

COMBUSTION PRODUCTS											
30 From Input Data Sheet Ultimate Analysis % Mass			31 Theo Air Flow kg/100 kg Fuel [30] x K		32 Dry Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		33 Wet Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		34 H2O Fuel kg/100 kJ [30] x K/([1]/100)		
A	C	66.58									
B	UBC		0.276								
C	Cb	66.30	11.51	763.15	12.011	5.520					
D	S	0.44	4.31	1.90	32.064	0.014					
E	H2	4.60	34.29	157.73			2.0159	2.282	8.937	0.158	
F	H2O	14.72					18.0153	0.817	1.0	0.056	
G	H2Ov	0.00					18.0153	0.000	1.0	0.000	
H	N2	1.26			28.0134	0.045					
I	O2	7.53	-4.32	-32.53							
J	ASH	4.86									
K	VM	34.61									
L	FC	45.81									
M	TOTAL	99.99	31	890.25	32	5.579	33	3.099	34	0.211	
35 Total Theo Air Fuel Check, kg/100 kJ			([31M] + [30B] * 11.51) / ([1] / 100)							3.380	
CORRECTIONS FOR SORBENT REACTIONS AND SULPHUR CAPTURE											
40	CO2 from Sorb, kg/100 kg fuel		[21] * [25]							0.000	
41	H2O from Sorb, kg/100 kg fuel		[22] * [25]							0.000	
42	SO2 from Sorb, Mol/100 kg fuel		[32D] * [23]							0.000	
43	Dry Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[32M] + [40] / 44.01 - [42]							5.579	
44	Wet Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[33M] + [41] / 18.0153 + [43]							8.678	
46	Theo Air Corr, kg/100 kg fuel		[31M] + 2.16 * [30D] * [23]							890.3	
47	Theo Air Corr, Mol/100 kg fuel		[46] / 28.9625							30.74	
48	Theo Air Corr, kg/100 kJ		[46] / ([1]/100)							3.368	
49	Wet Gas from Fuel, kg/100 kJ		(100 - [30J] - [30B] - [30D] * [23]) / ([1]/100)							0.359	
LOCATION										AH In	AH Out
50	Flue Gas Temperature Entering Air Heater, °C									340.2	124.3
51	Air Temperature Leaving Air Heater, °C									295.8	293.0
52	Flue Gas Oxygen Content, %									4.02	8.55
FLUE GAS ANALYSIS, MOL/100 kg Fuel				Dry	Wet						
53	Moister in Air		0	[7] * 1.608				0.00	0.00		
54	Dry/Wet Products Comb		[43]	[44]				5.579	5.579		
55	Additional Moisture		0	[13] / 18.0153				0.00	0.00		
56			[47] * (0.7905 + [53])							24.30	24.30
57	Summation		[54] + [55] + [56]							29.88	29.88
58			20.95 - [52] * (1 + [53])							16.93	12.40
60	Excess Air, %		100 * [52] * [57] / [47] / [58]							23.08	67.02
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM			UNIT NO:		Nueva Ventanas			
TEST NO :		Ven#3 No.4	DATE: 27-Sep-23			LOAD:		176MW			
TIME START :		06:00	TIME END : 08:00			CALC BY:		M. Snippet			
REMARKS :						DATE:		18-Dec-23			
						SHEET 2 OF 7					

Combustion Calculations
Form CMBSTNc

LOCATION					AH In	AH Out	
60	Excess Air, %				23.08	67.02	
02, CO2, SO2 WHEN EXCESS AIR KNOWN							
61							
62	Dry	[47] x (0.7905 + [60] / 100)			31.39	44.90	
63	Wet	[47] x (0.7905 + [53] + (1 + [53]) x [60] / 100)			31.39	44.90	
64	Dry Gas, Mol/100 kg Fuel	[43] + [62]			36.97	50.48	
65	Wet Gas, Mol/100 kg Fuel	[44] + [63] + [13] / 18.015			40.07	53.58	
			Dry	Wet			
66	O2, %	[60] x [47] x 0.2095 / [64]	[64]	[65]	4.02	8.56	
67	CO2, %	([30C] / 0.1201 + [40] / 0.4401) / [64]	[64]	[65]	14.93	10.94	
68	SO2, ppm	(1 - [23]) x [30D] / 0.32064 / [64]	[64]	[65]	371	272	
FLUE GAS PRODUCTS, kg/100 kJ							
69	Dry Air	(1 + [60] / 100) x [48]			4.146	5.628	
70	Wet Gas from Fuel	[49]			0.359	0.359	
71	CO2 from Sorbent	[40] / ([1] / 100)			0.000	0.000	
72	Moisture in Air	[7] x [69]			0.023	0.031	
73	Water from Sorbent	[41] / ([1] / 100)			0.000	0.000	
74	Additional Moisture	[14]			0.000	0.000	
75	Total Wet Gas	[69] + [70] + [71] + [72] + [73] + [74]			4.527	6.015	
76	H2O in Wet Gas	[34M] + [72] + [73] + [74]			0.234	0.242	
77	Dry Gas	[75] - [76]			4.293	5.773	
78	H2O in Wet Gas, % Mass	100 x [76] / [75]			5.16	4.02	
79	Residue, kg/kg Total Refuse at each location				0.000	0.000	
80	Residue, kJ/100 kJ	([30J] + [2] + [24]) / ([1] / 100)			0.019	0.019	
81	Residue in Wet Gas, kg/kg	[79] x [80] / [75]			0.000	0.000	
82	Leakage, % Gas Entering	100 x ([75L] - [75E]) / [75E]				32.87	
GAS TEMPERATURE CORRECTION FOR AH LEAKAGE							
83	GasTemp Lvg (INCL LKG), °C	[15]			340.18	124.31	
84	Average AH Air Leakage Temp, °C	(1 - [18D]) x [16A] + [18D] x [16B]			19.97	295.00	
85	H Air Lvg, kJ/kg	T=[83], H2O=[7]				100.60	
86	H Air Ent, kJ/kg	T=[84], H2O=[7]			-5.070		
87	Cpg, kJ/kg °C	T=[83], H2O=[78E], RES=[81E]				1.013	
88	AH Gas Outlet Temperature Excluding Leakage, °C	[83] + ([82] / 100 x ([85] - [86]) / [87])				158.61	
AIR, GAS, FUEL & RESIDUE MASS FLOW RATES, kg/hr							
90	Input from Fuel MJ/hr	[5] / [6] / 100				1660630	
91	Fuel Rate, kg/hr	1000 x [90] / [1]				62828	
92	Residue Rate, kg/hr	[80] x [90] / 10				3227	
93	Wet Flue Gas, kg/hr	[75] x [90] / 10			751762	998872	
95	Excess Air Lvg Blr, %	[60]				67.02	
96	Total Air to Blr, Kg/hr	(1 + [95] / 100) x (1 + [7]) x [48] x [90] / 10				939271	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas	
TEST NO :		Ven#3 No.4	DATE: 27-Sep-23		LOAD:	176MW	
TIME START :		06:00	TIME END : 08:00		CALC BY:	M. Snippet	
REMARKS :						DATE:	18-Dec-23
						SHEET 3 OF 7	



**Unburned Carbon and Residue Calculation
Form RES**

DATA REQUIRED FOR RESIDUE SPLIT												
1	Ash in Fuel, %		from Form CMBSTNb [30J]		4.86	2	HHV Fuel, kJ/kg 'as fired'		26431			
3	Fuel Mass Flow Rate, kg/hr		from Form CMBSTNa [4b]		62828	4b	Form CMBSTNa [1]					
a) Item [3] - Use measured or estimated value initially. (See CMBSTNa) Recalculate after boiler efficiency has been calculated until estimated value is within 1% of calculated value. b) Residue splits estimated. Enter value in Col [8] and calculate Col [5]. Residue rate measured. Enter measured mass flow rates in Col [5]. When residue is not measured at all locations, estimate split and flow for measured locations. Reiterate until estimated total residue is within 2% of calculated. c) Enter the % free carbon in Col [6] (total carbon correcter for CO2). Units with sorbent: Enter the % CO2 in Col [7].												
		5	Residue Mass Flow		6	7	Residue Split %		9	10		
	Location	Input kg/hr	Calculated kg/hr	C In Residue %	CO2 In Residue %	Input	Calculated 100 x [5] / [5F]	C Wtd Ave % [6] x [8] / 100	CO2 Wtd Ave % [7] x [8] / 100			
A	Bottom Ash	0.00	0.00	3.02	0.00	15.00	0.00	0.453	0.000			
B	Fly Ash	0.00	0.00	5.80	0.00	85.00	0.00	4.930	0.000			
C	Economizer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
D		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
E		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
F	TOTAL	5	0.00	0.00		8	100.00	0.00	9	5.383	10	0.000
UNITS WITHOUT SORBENT												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel				[1] x [9F] / (100 - [9F])		0.278					
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel				[1] + [11]		5.14					
UNITS WITH SORBENT												
d) Enter average C and CO2 in residue, [9F] and [10F] above or SRBa (Items [4] and [5]) and complete Sorbent Calculation Forms.												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel				from Form SRBb Item [49]		0.000					
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel				from Form SRBb Item [50]		0.000					
TOTAL RESIDUE												
21	Total Residue, kg/hr				[20] x [3] / 100		3227					
e) When all residue collection locations are measured, the measured residue split is used for calculations. If a portion of the residue mass is estimated, repeat calculation above until Col [5F] and Item [21] agree within 2%.												
22	Total Residue, kg/100 kJ				100 x [20] / [2]		0.019					
SENSIBLE HEAT RESIDUE LOSS, %												
23	Location	24 Temp Residue (°C)	[8] %	x	[22] Residue kg/ 100 kJ	x	H Residue kJ/kg	/	10000	Loss %		
A	Furnace	1100	15.00	x	0.019	x	1205.2	/	10000	0.035		
B	Fly Ash	120	85.00	x	0.019	x	78.7	/	10000	0.013		
C	Economizer	0	0.00	x	0.019	x	-17.9	/	10000	0.000		
D		0								0.000		
E		0								0.000		
									Total	25	0.048	
H Residue = 0.16 x T + 1.09E-4 x T^2 - 2.843E-8 x T^3 - 12.95												
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas												
TEST NO : Ven#3 No.4 DATE: 27-Sep-23 LOAD: 178MW												
TIME START : 08:00 TIME END : 08:00 CALC BY: M. Snippert												
REMARKS : DATE: 18-Dec-23												
SHEET 4 OF 7												

**Efficiency Calculations Data Required
Form EFFa**

TEMPERATURES, °C					
1	Reference Temperature	25	1A	EnthalpyWater(25 °C Ref.)	105
2	Average Entering AirTemp from CMBSTNa [16] or EFFa [44]	18.27	2A	Enthalpy Dry Air	-6.79
			2B	Enthalpy Water Vapor	-12.54
3	Average Exit GasT (Excl Lkg) from CMBSTNa [15] orEFFa [51]	158.8	3A	Enthalpy Dry Gas	134.88
			3B	Enthalpy Steam @ 1 PSIA	2796.9
			3C	Enthalpy Water Vapor	252.03
4	Fuel Temperature	7.45	4A	Enthalpy Fuel	-29.56
HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT					
5	Entering GasTemperature	0.00	5A	Enthalpy Wet Gas	0.00
6	Leaving GasTemperature	0.00	6A	Enthalpy of Wet Gas	0.00
			6B	Enthalpy of Wet Air	0.00
			6C	Enthalpy of Wet Air @T=[3]	0.00
RESULT FROM COMBUSTION CALCULATION FORM CMBSTN					
10	Dry Gas Weight [77]	4.293	18	Unburned Carbon, % [2]	0.276
11	Dry Air Weight [69]	4.146	19	HHV btu/lbm "as-fired" [1]	26431
12	Water from H2 Fuel [34E]	0.156	HOT AQC EQUIPMENT		
13	Water from H2O Fuel [34F]	0.058	20	Wet Gas Entering [75E]	0.00
14	Water from H2Ovfuei [34G]	0.000	21	H2O in Wet Gas, % [78L]	0.00
15	Moisture in Air lb/lb DA [7]	0.005	22	Wet Gas Leaving [75L]	0.00
16	Moisture in Air lb/10KB [72]	0.023	23	Residue in Wet Gas, % [81E]	0.00
17	Fuel Rate Est. Klb/hr [3]	62828			
			25	Excess Air, % [95]	67.02
MISCELLANEOUS					
30	Unit Output, MJ/hr [CMBSTNa 5]	1449839	31	Aux Equip power, MJ/hr	4183.2
32	Loss Due to Surface Radiation and Convection, %				0.36
33A	Flat Projected Surface Area, ft ²	0/0/60	33C	Average Surface Temperature, F	0/0/127
33B	Average Velocity of Air Near Surface, ft/sec	0/0/1.67	33D	Average Ambient Temperature Near Surface, F	0/0/77
ENT AIRTEMP (Units with primary and secondary air flow)					
35A	Pri AirTemp Entering, F CMBSTNa [16B]	21.10	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
36A	Pri AirTemp Leaving Air Htr, F CMBSTNa [51]	293.0	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
37A	Average AirTemp Entering Pulverizers	0.0	37B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
38A	Average PulverizerTempering AirTemp	21.10	38B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
39	Sec AirTemp Entering, F CMBSTNa [16A]	17.14	40	Primary Airflow (Ent Pulv), Klb/hr	267726
41	PulverizerTempering Airflow, Klb/hr	[40] x ([36B]-[37B])/([36B]-[38B])			0.00
42	Total Air Flow, Klb/hr from FORM CMBSTNa [96]	939271	43	Secondary Airflow, Klb/hr [42] - [40]	671545
44	Average Entering AirTemperature, F	[(35A) x ([40] - [41]) + (39) x [43] + (38) x [41]]/[42]			18.27
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas					
TEST NO : Ven#3 No.4 DATE: 27-Sep-23 LOAD: 176MW					
TIME START : 06:00 TIME END : 08:00 CALC BY: M. Snippet					
REMARKS : DATE: 18-Dec-23					
SHEET 5 OF 7					



Efficiency Calculations
Form EFFb

LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]			A	MJ	B	%
60	Dry Gas	$[10] \times [3A]/100$				5.782
		$x / 100$				
61	Water from H2 Fuel	$[12] \times ([3B] - [1A])/100$				4.187
		$x(-451/100)$				
62	Water from H2O Fuel	$[13] \times ([3B] - [1A])/100$				1.499
		$x(-45J/100)$				
63	Water from H2O v Fuel	$[14] \times ([3C])/100$				0.000
		$x / 100$				
64	Moisture in Air	$[16] \times [3C]/100$				0.057
		$x / 100$				
65	Unburned Carbon in Ref	$[18] \times 33700 / [19] = x 33700 /$				0.353
66	Sensible Heat of Refuse	-from Form RES				0.048
67	Hot AQC Equip	$([20] \times ([5A] - [6A]) - ([22] - [20]) \times ([6C] - [6B])) / 100$				0.000
		$(X(-) - (-) \times (-)) / 100$				
68	Other Losses, % Basis	-from Form EFFc Item [110]				0.624
69	Summation of Losses, % Basis					12.55
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]						
75	Surface Radiation and Convection	-from Form EFFa Item [32]		0.000		0.000
76	Sorbent Calcination/Dehydration	-from Form SRBc Item [77]		0.000		0.000
77	Water from Sorbent	-from Form SRBc Item [65]		0.000		0.000
78						
79						
80	Other Losses, MJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [111]		0.000		0.000
81	Summation of Losses, MJ/hr Basis			0.000		0.000
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]						
85	Entering Dry Air	$[11] \times [2A]/100$				-0.281
		$x / 100$				
86	Moisture in Air	$[16] \times [2B]/100$				-0.003
		$x / 100$				
87	Sensible Heat in Fuel	$100 \times [4A] / [19]$				-0.112
		$100 \times /$				
88	Sulfation	-from Form SRBc Item [80]				0
89	Other Credits, % Basis	-from Form EFFc Item [112]				0
90	Summation of Credits, % Basis					-0.396
CREDITS, MJ/hr Enter Calculated Result in MKB Column [A]						
95	Auxiliary Equipment Power [31]			4183.2		0.252
96	Sensible Heat from Sorbent	-from Form SRBc Item [85]		0.000		0.000
97	Other Credits, MKJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [113]		0.000		0.000
98	Summation of Credits, MJ/hr Basis			4183.2		0.252
100	Fuel Eff, %	$(100 - [69] + [90]) \times [30] / ([30] + [81] - [98])$				87.31
		$(100 - +) \times / (- +)$				
101	Input from Fuel, MJ	$100 \times [30] / [100] = 100 \times /$		1660632		
102	Fuel Rate, Kg/hr	$1,000 \times [101] / [19] = 1000 \times /$				62828
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas TEST NO : Ven#3 No.4 DATE: 27-Sep-23 LOAD: 176MW TIME START : 06:00 TIME END : 08:00 CALC BY: M. Snippet REMARKS : DATE: 18-Dec-23 SHEET 6 OF 7						



**Efficiency Calculations Other Losses and Credits
Form EFFc**

The losses and credits listed on this sheet are not universally applicable to all fossil fired steam generators and are usually minor. Losses/credits that have not been specifically identified by this Code but are applicable in accordance with the intent of the Code should also be recorded on this sheet. Parties to the test may agree to estimate the losses or credits in lieu of testing. Enter a 'T' for tested or 'E' for estimated in the second column, and result in appropriate column. Enter the sum of each group on Form EFFb. Refer to the text of PTC 4 for the calculation method.

Item	Tor E	LOSSES, %	Enter Calculated Result in % Column [B]	A	MJ	B	%
110A		CO in Flue Gas					0.062
110B		Formation of NOx					0.000
110C		Pulverizer Rejects					0.000
110D		Air Infiltration					0.000
110E		Unburned Hydrocarbons in Flue Gas					0.000
110F		Unmeasured Loss, as per agreement					0.200
110G	E	Surface Radiation Loss, as per agreement					0.362
110	E	Summation of Other Losses, % Basis					0.624
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]					0.000		
111A		Wet Ash Pit			0.000		
111B		Sensible Heat in Recycle Streams - Solid			0.000		
111C		Sensible Heat in Recycle Streams - Gas			0.000		
111D		Additional Moisture			0.000		
111E		Cooling Water			0.000		
111F		Air Preheater Coil (supplied by unit)			0.000		
111G		Other			0.000		
111		Summation of Other Losses, MJ/hr Basis			0.000		
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]							
112A		Other					0.000
112		Summation of Credits, % Basis					0.000
CREDITS, MJ/hr Enter Result in MKB Column [A]							
113A		Heat in Additional Moisture (external to envelope)			4183.2		
113B		Other			0.000		
113		Summation of Credits, MJ/hr Basis			4183.2		
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas							
TEST NO : Ven#3 No.4 DATE: 27-Sep-23 LOAD: 178MW							
TIME START : 06:00 TIME END : 08:00 CALC BY: M. Snippet							
REMARKS : DATE: 18-Dec-23							
				SHEET 7 OF 7			



**APÉNDICE G5 RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD
TEST NO.5 (146 MW) / RESULTADOS ASME PTC 4
MÉTODO DE BALANCE DE TÉRMICO PRUEBA NO.5
(146 MW)**



Combustion Calculations
Form CMBSTNa

DATA REQUIRED						
1	HHV - Higher Heating Value of Fuel, kJ/kg as fired					26218
2	UBC - Unburned Carbon, kg/100 kg fuel from RES or SRBb FORM					0.240
3	Fuel Flow, kg/hr [4b]					53396
4	a. Measured Fuel Flow				59004	
4	b. Calculated Fuel Flow	$100,000 \times [5] / [8] / [1]$				53396
5	Output, MJ/hr	from Output Item [37]				1221602
6	Fuel Efficiency, % (estimate initially)	from Input Data Sheet [6]				87.26
7	Moisture in air, kg/kg Dry Air					0.0069
8	Barometric Pressure, in mbar	from Input Data Sheet [8]			1120.0	
9	Dry Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [9]			10.7	
10	Wet Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [10]			10.3	
11	Relative Humidity, %	from Input Data Sheet [11]			94.8	
	Additional Moisture (Measured)					
	Atomizing Steam	from Output Item [14]			0.000	
	Sootblowing Steam	from Output Item [11]			0.000	
	Other				0.000	
12	Summation Additional Moisture				0.000	
13	Additional Moisture, kg/100 kg Fuel	$100 \times [12] / [3]$				0.000
14	Additional Moisture, kg/100kJ	$[13] / ([1]/100)$				0.000
	If Air Heater (Excl Stm/Wtr Coil) Enter following					
15	GasTemp Lvg AH, °C	from Input Data Sheet [15]	Primary / Secondary or Main	15B	15A	127.8
16	AirTemp Ent AH, °C	from Input Data Sheet [16]	Primary / Secondary or Main	16B	16A	24.21
17	O2 in FG Ent Air Heater	from Input Data Sheet [17]	Primary / Secondary or Main	17B	17A	3.55
18	O2 in FG Lvg Air Heater	from Input Data Sheet [18]	Primary / Secondary or Main	18B	18A	8.77
18C	O2 Measurement Basis Dry (0) or Wet (1)				18C	0.00
18D	Primary AH Leakage for Trisector Type AH, Percent of Total		Primary / Secondary or Main	18D	18D	34.02
19	Mass Ash, kg/100 kJ	$100 \times [30J] / [1]$				0.022
	If mass of ash (Item [19]) exceeds 0.065 kg/100 kJ or Sorbent utilized. Enter Mass Fraction of Refuse in Item [79] for each location					
	SORBENT DATA (Enter 0 if Sorbent not Used)					
20	Sorbent Rate, kg/hr					0.000
21	CO2 from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [25i]				0.000
22	H2O from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [26i]				0.000
23	Sulfur Capture, kg/kg Sulfur	from SRBb Item [45]				0.000
24	Spent Sorbent, kg/100 kg fuel	from SRBb Item [48]				0.000
25	Sorb/Fuel Ratio, kg Sorb/ kg Fuel	$[20] / [3]$				0.000
	HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT DATA					
26	O2 in FG Ent HAQC Flue Gas Temperatures					0.000
	See Form EFFa for HAQC Flue Gas Temperatures					
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.5	DATE:		LOAD:	146MW
TIME START :		03:15	TIME END :		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
						SHEET 1 OF 7

Combustion Calculations
Form CMBSTNb

COMBUSTION PRODUCTS															
30			31			32			33		34				
From Input Data Sheet Ultimate Analysis % Mass			Theo Air Flow kg/100 kg Fuel [30] x K			Dry Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K			Wet Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		H2O Fuel kg/100 kJ [30] x K/([1]/100)				
A	C	65.57													
B	UBC	0.240													
C	Cb	65.33	11.51	751.95	12.011	5.439									
D	S	0.45	4.31	1.94	32.064	0.014									
E	H2	4.57	34.29	158.71			2.0159	2.267	8.937	0.158					
F	H2O	14.67					18.0153	0.814	1.0	0.056					
G	H2Ov	0.00					18.0153	0.000	1.0	0.000					
H	N2	1.26			28.0134	0.045									
I	O2	7.82	-4.32	-33.78											
J	ASH	5.66													
K	VM	34.39													
L	FC	45.29													
M	TOTAL	100.00	31	876.82	32	5.498	33	3.081	34	0.212					
35			Total Theo Air Fuel Check, kg/100 kJ								((31M) + [30B] * 11.51) / ([1] / 100)		3.356		
CORRECTIONS FOR SORBENT REACTIONS AND SULPHUR CAPTURE															
40	CO2 from Sorb, kg/100 kg fuel		[21] * [25]									0.000			
41	H2O from Sorb, kg/100 kg fuel		[22] * [25]									0.000			
42	SO2 from Sorb, Mol/100 kg fuel		[32D] * [23]									0.000			
43	Dry Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[32M] + [40] / 44.01 - [42]									5.498			
44	Wet Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[33M] + [41] / 18.0153 + [43]									8.580			
46	Theo Air Corr, kg/100 kg fuel		[31M] + 2.16 * [30D] * [23]									876.8			
47	Theo Air Corr, Mol/100 kg fuel		[46] / 28.9625									30.27			
48	Theo Air Corr, kg/100 kJ		[46] / ([1]/100)									3.344			
49	Wet Gas from Fuel, kg/100 kJ		(100 - [30J] - [30B] - [30D] * [23]) / ([1]/100)									0.359			
LOCATION										AH In	AH Out				
50	Flue Gas Temperature Entering Air Heater, °C										324.7	127.8			
51	Air Temperature Leaving Air Heater, °C										287.9	286.3			
52	Flue Gas Oxygen Content, %										3.55	8.77			
FLUE GAS ANALYSIS, MOL/100 kg Fuel				Dry	Wet										
53	Moister in Air		0	[7] * 1.608						0.00	0.00				
54	Dry/Wet Products Comb		[43]	[44]						5.498	5.498				
55	Additional Moisture		0	[13] / 18.0153						0.00	0.00				
56			[47] * (0.7905 + [53])									23.93	23.93		
57	Summation		[54] + [55] + [56]									29.43	29.43		
58			20.95 - [52] * (1 + [53])									17.40	12.18		
60	Excess Air, %		100 * [52] * [57] / [47] / [58]									19.83	70.00		
PLANT NAME :			Ventanas			ASME PTC 4 MASTER FORM			UNIT NO:		Nueva Ventanas				
TEST NO :			Ven#3 No.5			DATE:			30-Sep-23		LOAD:		146MW		
TIME START :			03:15			TIME END :			05:15		CALC BY:		M. Snippet		
REMARKS :												DATE:		18-Dec-23	
											SHEET 2 OF 7				

Combustion Calculations
Form CMBSTNc

LOCATION					AH In	AH Out
60	Excess Air, %				19.83	70.00
02, CO2, SO2 WHEN EXCESS AIR KNOWN						
61						
62	Dry	$[47] \times (0.7905 + [60] / 100)$			29.94	45.12
63	Wet	$[47] \times (0.7905 + [53] + (1 + [53]) \times [60] / 100)$			29.94	45.12
64	Dry Gas, Mol/100 kg Fuel	$[43] + [62]$			35.43	50.62
65	Wet Gas, Mol/100 kg Fuel	$[44] + [63] + [13] / 18.015$			38.52	53.70
			Dry	Wet		
66	O2, %	$[60] \times [47] \times 0.2095 / [64]$	[64]	[65]	3.55	8.77
67	CO2, %	$([30C] / 0.1201 + [40] / 0.4401) / [64]$	[64]	[65]	15.35	10.75
68	SO2, ppm	$(1 - [23]) \times [30D] / 0.32064 / [64]$	[64]	[65]	396	277
FLUE GAS PRODUCTS, kg/100 kJ						
69	Dry Air	$(1 + [60] / 100) \times [48]$			4.008	5.685
70	Wet Gas from Fuel	[49]			0.359	0.359
71	CO2 from Sorbent	$[40] / ([1] / 100)$			0.000	0.000
72	Moisture in Air	$[7] \times [69]$			0.027	0.039
73	Water from Sorbent	$[41] / ([1] / 100)$			0.000	0.000
74	Additional Moisture	[14]			0.000	0.000
75	Total Wet Gas	$[69] + [70] + [71] + [72] + [73] + [74]$			4.394	6.083
76	H2O in Wet Gas	$[34M] + [72] + [73] + [74]$			0.239	0.251
77	Dry Gas	$[75] - [76]$			4.155	5.832
78	H2O in Wet Gas, % Mass	$100 \times [76] / [75]$			5.44	4.12
79	Residue, kg/kg Total Refuse at each location				0.000	0.000
80	Residue, kJ/100 kJ	$([30J] + [2] + [24]) / ([1] / 100)$			0.023	0.023
81	Residue in Wet Gas, kg/kg	$[79] \times [80] / [75]$			0.000	0.000
82	Leakage, % Gas Entering	$100 \times ([75L] - [75E]) / [75E]$				38.44
GAS TEMPERATURE CORRECTION FOR AH LEAKAGE						
83	GasTemp Lvg (INCL LKG), °C	[15]			324.71	127.76
84	Average AH Air Leakage Temp, °C	$(1 - [18D]) \times [16A] + [18D] \times [16B]$			23.53	287.37
85	H Air Lvg, kJ/kg	$T = [83], H2O = [7]$				104.22
86	H Air Ent, kJ/kg	$T = [84], H2O = [7]$			-1.486	
87	Cpg, kJ/kg °C	$T = [83], H2O = [78E], RES = [81E]$				1.014
88	AH Gas Outlet Temperature Excluding Leakage, °C	$[83] + ([82] / 100 \times ([85] - [86]) / [87])$				167.83
AIR, GAS, FUEL & RESIDUE MASS FLOW RATES, kg/hr						
90	Input from Fuel MJ/hr	$[5] / [6] / 100$				1399917
91	Fuel Rate, kg/hr	$1000 \times [90] / [1]$				53396
92	Residue Rate, kg/hr	$[80] \times [90] / 10$				3150
93	Wet Flue Gas, kg/hr	$[75] \times [90] / 10$			615135	851597
95	Excess Air Lvg Blr, %	[60]				70.00
96	Total Air to Blr, Kg/hr	$(1 + [95] / 100) \times (1 + [7]) \times [48] \times [90] / 10$				801351
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.5	DATE: 30-Sep-23		LOAD:	146MW
TIME START :		03:15	TIME END : 05:15		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
					SHEET 3 OF 7	



**Unburned Carbon and Residue Calculation
Form RES**

DATA REQUIRED FOR RESIDUE SPLIT												
1	Ash in Fuel, %		from Form CMBSTNb [30J]		5.06	2	HHV Fuel, kJ/kg 'as fired'		26218			
3	Fuel Mass Flow Rate, kg/hr		from Form CMBSTNa [4b]		53396	4b	Form CMBSTNa [1]					
a) Item [3] - Use measured or estimated value initially. (See CMBSTNa) Recalculate after boiler efficiency has been calculated until estimated value is within 1% of calculated value. b) Residue splits estimated. Enter value in Col [8] and calculate Col [5]. Residue rate measured. Enter measured mass flow rates in Col [5]. When residue is not measured at all locations, estimate split and flow for measured locations. Reiterate until estimated total residue is within 2% of calculated. c) Enter the % free carbon in Col [6] (total carbon correcter for CO2). Units with sorbent: Enter the % CO2 in Col [7].												
		5	Residue Mass Flow		6	7	Residue Split %		9	10		
	Location	Input kg/hr	Calculated kg/hr	C In Residue %	CO2 In Residue %	Input	Calculated 100 x [5] / [5F]	C Wtd Ave % [6] x [8] / 100	CO2 Wtd Ave % [7] x [8] / 100			
A	Bottom Ash	0.00	0.00	3.38	0.00	15.00	0.00	0.507	0.000			
B	Fly Ash	0.00	0.00	4.18	0.00	85.00	0.00	3.553	0.000			
C	Economizer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
D		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
E		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000			
F	TOTAL	5	0.00	0.00		8	100.00	0.00	9	4.060	10	0.000
UNITS WITHOUT SORBENT												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel					[1] x [9F] / (100 - [9F])					0.240	
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel					[1] + [11]					5.90	
UNITS WITH SORBENT												
d) Enter average C and CO2 in residue, [9F] and [10F] above or SRBa (Items [4] and [5]) and complete Sorbent Calculation Forms.												
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel					from Form SRBb Item [49]					0.000	
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel					from Form SRBb Item [50]					0.000	
TOTAL RESIDUE												
21	Total Residue, kg/hr					[20] x [3] / 100					3150	
e) When all residue collection locations are measured, the measured residue split is used for calculations. If a portion of the residue mass is estimated, repeat calculation above until Col [5F] and Item [21] agree within 2%.												
22	Total Residue, kg/100 kJ					100 x [20] / [2]					0.023	
SENSIBLE HEAT RESIDUE LOSS, %												
23	Location	24 Temp Residue (°C)	[8] %	x	[22] Residue kg/ 100 kJ	x	H Residue kJ/kg	/	10000	Loss %		
A	Furnace	1100	15.00	x	0.023	x	1205.2	/	10000	0.041		
B	Fly Ash	120	85.00	x	0.023	x	78.7	/	10000	0.015		
C	Economizer	0	0.00	x	0.023	x	-17.9	/	10000	0.000		
D		0								0.000		
E		0								0.000		
									Total	25	0.055	
H Residue = 0.16 x T + 1.09E-4 x T^2 - 2.843E-8 x T^3 - 12.95												
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas												
TEST NO : Ven#3 No.5 DATE: 30-Sep-23 LOAD: 148MW												
TIME START : 03:15 TIME END : 05:15 CALC BY: M. Snippert												
REMARKS : DATE: 18-Dec-23												
SHEET 4 OF 7												

Efficiency Calculations Data Required
Form EFFa

TEMPERATURES, °C						
1	Reference Temperature	25	1A	EnthalpyWater(25 °C Ref.)	105	
2	Average Entering AirTemp from CMBSTNa [16] or EFFa [44]	22.88	2A	Enthalpy Dry Air	-2.13	
			2B	Enthalpy Water Vapor	-3.96	
3	Average Exit GasT (Excl Lkg) from CMBSTNa [15] orEFFa [51]	167.8	3A	Enthalpy Dry Gas	143.97	
			3B	Enthalpy Steam @ 1 PSIA	2814.6	
			3C	Enthalpy Water Vapor	269.43	
4	Fuel Temperature	10.73	4A	Enthalpy Fuel	-24.03	
HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT						
5	Entering GasTemperature	0.00	5A	Enthalpy Wet Gas	0.00	
6	Leaving GasTemperature	0.00	6A	Enthalpy of Wet Gas	0.00	
			6B	Enthalpy of Wet Air	0.00	
			6C	Enthalpy of Wet Air @T=[3]	0.00	
RESULT FROM COMBUSTION CALCULATION FORM CMBSTN						
10	Dry Gas Weight [77]	4.155	18	Unburned Carbon, % [2]	0.240	
11	Dry Air Weight [69]	4.008	19	HHV btu/lbm "as-fired" [1]	26218	
12	Water from H2 Fuel [34E]	0.156	HOT AQC EQUIPMENT			
13	Water from H2O Fuel [34F]	0.058	20	Wet Gas Entering [75E]	0.00	
14	Water from H2Ovfuei [34G]	0.000	21	H2O in Wet Gas, % [78L]	0.00	
15	Moisture in Air lb/lb DA [7]	0.007	22	Wet Gas Leaving [75L]	0.00	
16	Moisture in Air lb/10KB [72]	0.027	23	Residue in Wet Gas, % [81E]	0.00	
17	Fuel Rate Est. Klb/hr [3]	53396				
			25	Excess Air, % [95]	70.00	
MISCELLANEOUS						
30	Unit Output, MJ/hr [CMBSTNa 5]	1221602	31	Aux Equip power, MJ/hr	4060.8	
32	Loss Due to Surface Radiation and Convection, %				0.43	
33A	Flat Projected Surface Area, ft ²	0/0/60	33C	Average Surface Temperature, F	0/0/127	
33B	Average Velocity of Air Near Surface, ft/sec	0/0/1.67	33D	Average Ambient Temperature Near Surface, F	0/0/77	
ENT AIRTEMP (Units with primary and secondary air flow)						
35A	Pri AirTemp Entering, F CMBSTNa [16B]	24.21	35B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
36A	Pri AirTemp Leaving Air Htr, F CMBSTNa [51]	286.3	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
37A	Average AirTemp Entering Pulverizers	0.0	37B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
38A	Average PulverizerTempering AirTemp	24.21	38B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
39	Sec AirTemp Entering, F CMBSTNa [16A]	22.20	40	Primary Airflow (Ent Pulv), Klb/hr	272582	
41	PulverizerTempering Airflow, Klb/hr	[40] x ([38B]-[37B])/([36B]-[38B])			0.00	
42	Total Air Flow, Klb/hr from FORM CMBSTNa [96]	801351	43	Secondary Airflow, Klb/hr [42] - [40]	528769	
44	Average Entering AirTemperature, F	[(35A) x ([40] - [41]) + (39) x [43] + (38) x [41]]/[42]			22.88	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.5	DATE: 30-Sep-23		LOAD:	146MW
TIME START :		03:15	TIME END : 05:15		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
SHEET 5 OF 7						



Efficiency Calculations
Form EFFb

LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]			A	MJ	B	%
60	Dry Gas	$[10] \times [3A]/100$				5.982
		$x / 100$				
61	Water from H2 Fuel	$[12] \times ([3B] - [1A])/100$				4.221
		$x(-451/100)$				
62	Water from H2O Fuel	$[13] \times ([3B] - [1A])/100$				1.516
		$x(-45J/100)$				
63	Water from H2O v Fuel	$[14] \times ([3C])/100$				0.000
		$x / 100$				
64	Moisture in Air	$[16] \times [3C]/100$				0.074
		$x / 100$				
65	Unburned Carbon in Ref	$[18] \times 33700 / [19] = x 33700 /$				0.308
66	Sensible Heat of Refuse	-from Form RES				0.055
67	Hot AQC Equip	$([20] \times ([5A] - [6A]) - ([22] - [20]) \times ([6C] - [6B])) / 100$				0.000
		$(X(-) - (-) \times (-)) / 100$				
68	Other Losses, % Basis	-from Form EFFc Item [110]				0.693
69	Summation of Losses, % Basis					12.85
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]						
75	Surface Radiation and Convection	-from Form EFFa Item [32]		0.000		0.000
76	Sorbent Calcination/Dehydration	-from Form SRBc Item [77]		0.000		0.000
77	Water from Sorbent	-from Form SRBc Item [65]		0.000		0.000
78						
79						
80	Other Losses, MJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [111]		0.000		0.000
81	Summation of Losses, MJ/hr Basis			0.000		0.000
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]						
85	Entering Dry Air	$[11] \times [2A]/100$				-0.085
		$x / 100$				
86	Moisture in Air	$[16] \times [2B]/100$				-0.001
		$x / 100$				
87	Sensible Heat in Fuel	$100 \times [4A] / [19]$				-0.092
		$100 \times /$				
88	Sulfation	-from Form SRBc Item [80]				0
89	Other Credits, % Basis	-from Form EFFc Item [112]				0
90	Summation of Credits, % Basis					-0.178
CREDITS, MJ/hr Enter Calculated Result in MKB Column [A]						
95	Auxiliary Equipment Power [31]			4060.8		0.290
96	Sensible Heat from Sorbent	-from Form SRBc Item [85]		0.000		0.000
97	Other Credits, MKJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [113]		0.000		0.000
98	Summation of Credits, MJ/hr Basis			4060.8		0.290
100	Fuel Eff, %	$(100 - [69] + [90]) \times [30] / ([30] + [81] - [98])$				87.26
		$(100 - +) \times / (- +)$				
101	Input from Fuel, MJ	$100 \times [30] / [100] = 100 \times /$		1399917		
102	Fuel Rate, Kg/hr	$1,000 \times [101] / [19] = 1000 \times /$				53396
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas TEST NO : Ven#3 No.5 DATE: 30-Sep-23 LOAD: 146MW TIME START : 03:15 TIME END : 05:15 CALC BY: M. Snippet REMARKS : DATE: 18-Dec-23 SHEET 6 OF 7						



**Efficiency Calculations Other Losses and Credits
Form EFFc**

The losses and credits listed on this sheet are not universally applicable to all fossil fired steam generators and are usually minor. Losses/credits that have not been specifically identified by this Code but are applicable in accordance with the intent of the Code should also be recorded on this sheet. Parties to the test may agree to estimate the losses or credits in lieu of testing. Enter a 'T' for tested or 'E' for estimated in the second column, and result in appropriate column. Enter the sum of each group on Form EFFb. Refer to the text of PTC 4 for the calculation method.

Item	Tor E	LOSSES, %	Enter Calculated Result in % Column [B]	A	MJ	B	%
110A		CO in Flue Gas					0.063
110B		Formation of NOx					0.000
110C		Pulverizer Rejects					0.000
110D		Air Infiltration					0.000
110E		Unburned Hydrocarbons in Flue Gas					0.000
110F		Unmeasured Loss, as per agreement					0.200
110G	E	Surface Radiation Loss, as per agreement					0.430
110	E	Summation of Other Losses, % Basis					0.693
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]					0.000		
111A		Wet Ash Pit			0.000		
111B		Sensible Heat in Recycle Streams - Solid			0.000		
111C		Sensible Heat in Recycle Streams - Gas			0.000		
111D		Additional Moisture			0.000		
111E		Cooling Water			0.000		
111F		Air Preheater Coil (supplied by unit)			0.000		
111G		Other			0.000		
111		Summation of Other Losses, MJ/hr Basis			0.000		
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]							
112A		Other					0.000
112		Summation of Credits, % Basis					0.000
CREDITS, MJ/hr Enter Result in MKB Column [A]							
113A		Heat in Additional Moisture (external to envelope)			4060.8		
113B		Other			0.000		
113		Summation of Credits, MJ/hr Basis			4060.8		
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas							
TEST NO : Ven#3 No.5 DATE: 30-Sep-23 LOAD: 148MW							
TIME START : 03:15 TIME END : 05:15 CALC BY: M. Snippet							
REMARKS : DATE: 18-Dec-23							
				SHEET 7 OF 7			



**APÉNDICE G6 RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD
TEST NO.6 (115 MW) / RESULTADOS ASME PTC 4
MÉTODO DE BALANCE DE TÉRMICO PRUEBA NO.6
(115 MW)**

**Combustion Calculations
Form CMBSTNa**

DATA REQUIRED						
1	HHV - Higher Heating Value of Fuel, kJ/kg as fired					26523
2	UBC - Unburned Carbon, kg/100 kg fuel from RES or SRBb FORM					0.268
3	Fuel Flow, kg/hr [4b]					42596
4	a. Measured Fuel Flow				48672	
4	b. Calculated Fuel Flow	$100,000 \times [5] / [8] / [1]$				42596
5	Output, MJ/hr	from Output Item [37]				992984
6	Fuel Efficiency, % (estimate initially)	from Input Data Sheet [6]				87.89
7	Moisture in air, kg/kg Dry Air					0.0056
8	Barometric Pressure, in mbar	from Input Data Sheet [8]			1124.6	
9	Dry Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [9]			8.0	
10	Wet Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [10]			7.5	
11	Relative Humidity, %	from Input Data Sheet [11]			94.0	
	Additional Moisture (Measured)					
	Atomizing Steam	from Output Item [14]			0.000	
	Sootblowing Steam	from Output Item [11]			0.000	
	Other				0.000	
12	Summation Additional Moisture				0.000	
13	Additional Moisture, kg/100 kg Fuel	$100 \times [12] / [3]$				0.000
14	Additional Moisture, kg/100kJ	$[13] / ([1]/100)$				0.000
	If Air Heater (Excl Stm/Wtr Coil) Enter following					
15	GasTemp Lvg AH, °C	from Input Data Sheet [15]	Primary / Secondary or Main	15B	15A	119.0
16	AirTemp Ent AH, °C	from Input Data Sheet [16]	Primary / Secondary or Main	16B	16A	22.21
17	O2 in FG Ent Air Heater	from Input Data Sheet [17]	Primary / Secondary or Main	17B	17A	4.87
18	O2 in FG Lvg Air Heater	from Input Data Sheet [18]	Primary / Secondary or Main	18B	18A	9.78
18C	O2 Measurement Basis Dry (0) or Wet (1)				18C	0.00
18D	Primary AH Leakage for Trisector Type AH, Percent of Total		Primary / Secondary or Main	18D	18D	30.41
19	Mass Ash, kg/100 kJ	$100 \times [30J] / [1]$				0.019
	If mass of ash (Item [19]) exceeds 0.065 kg/100 kJ or Sorbent utilized. Enter Mass Fraction of Refuse in Item [79] for each location					
	SORBENT DATA (Enter 0 if Sorbent not Used)					
20	Sorbent Rate, kg/hr					0.000
21	CO2 from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [25i]				0.000
22	H2O from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [26i]				0.000
23	Sulfur Capture, kg/kg Sulfur	from SRBb Item [45]				0.000
24	Spent Sorbent, kg/100 kg fuel	from SRBb Item [48]				0.000
25	Sorb/Fuel Ratio, kg Sorb/ kg Fuel	$[20] / [3]$				0.000
	HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT DATA					
26	O2 in FG Ent HAQC Flue Gas Temperatures					0.000
	See Form EFFa for HAQC Flue Gas Temperatures					
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.6	DATE:		LOAD:	115MW
TIME START :		05:30	TIME END :		CALC BY:	M. Snippert
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
						SHEET 1 OF 7

Combustion Calculations
Form CMBSTNb

COMBUSTION PRODUCTS													
30			31			32			33		34		
From Input Data Sheet Ultimate Analysis % Mass			Theo Air Flow kg/100 kg Fuel [30] x K			Dry Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K			Wet Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		H2O Fuel kg/100 kJ [30] x K/([1]/100)		
A	C	66.21											
B	UBC		0.268										
C	Cb		65.94	11.51	759.00	12.011	5.490						
D	S	0.45		4.31	1.94	32.064	0.014						
E	H2	4.62		34.29	158.42			2.0159	2.292	8.937	0.158		
F	H2O	14.80						18.0153	0.822	1.0	0.056		
G	H2Ov	0.00						18.0153	0.000	1.0	0.000		
H	N2	1.28				28.0134	0.046						
I	O2	7.60		-4.32	-32.83								
J	ASH	5.04											
K	VM	34.46											
L	FC	45.70											
M	TOTAL	100.00		31	886.52	32	5.550	33	3.113	34	0.211		
35			Total Theo Air Fuel Check, kg/100 kJ								((31M) + [30B] * 11.51) / ([1] / 100)		3.354
CORRECTIONS FOR SORBENT REACTIONS AND SULPHUR CAPTURE													
40	CO2 from Sorb, kg/100 kg fuel		[21] * [25]								0.000		
41	H2O from Sorb, kg/100 kg fuel		[22] * [25]								0.000		
42	SO2 from Sorb, Mol/100 kg fuel		[32D] * [23]								0.000		
43	Dry Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[32M] + [40] / 44.01 - [42]								5.550		
44	Wet Prod Comb, Mol/100 kg fuel		[33M] + [41] / 18.0153 + [43]								8.663		
46	Theo Air Corr, kg/100 kg fuel		[31M] + 2.16 * [30D] * [23]								886.5		
47	Theo Air Corr, Mol/100 kg fuel		[46] / 28.9625								30.61		
48	Theo Air Corr, kg/100 kJ		[46] / ([1]/100)								3.342		
49	Wet Gas from Fuel, kg/100 kJ		(100 - [30J] - [30B] - [30D] * [23]) / ([1]/100)								0.357		
LOCATION										AH In	AH Out		
50	Flue Gas Temperature Entering Air Heater, °C									301.0	119.0		
51	Air Temperature Leaving Air Heater, °C									265.3	263.8		
52	Flue Gas Oxygen Content, %									4.87	9.78		
FLUE GAS ANALYSIS, MOL/100 kg Fuel				Dry	Wet								
53	Moister in Air			0	[7] * 1.608					0.00	0.00		
54	Dry/Wet Products Comb			[43]	[44]					5.550	5.550		
55	Additional Moisture			0	[13] / 18.0153					0.00	0.00		
56				[47] * (0.7905 + [53])						24.20	24.20		
57	Summation			[54] + [55] + [56]						29.75	29.75		
58				20.95 - [52] * (1 + [53])						16.08	11.17		
60	Excess Air, %			100 * [52] * [57] / [47] / [58]						29.43	85.09		
PLANT NAME :		Ventanas		ASME PTC 4 MASTER FORM				UNIT NO:		Nueva Ventanas			
TEST NO :		Ven#3 No.6		DATE: 28-Sep-23				LOAD:		115MW			
TIME START :		05:30		TIME END : 07:30				CALC BY:		M. Snippet			
REMARKS :						DATE:		18-Dec-23					
											SHEET 2 OF 7		

Combustion Calculations
Form CMBSTnc

LOCATION					AH In	AH Out	
60	Excess Air, %				29.43	85.09	
02, CO2, SO2 WHEN EXCESS AIR KNOWN							
61							
62	Dry	[47] x (0.7905 + [60] / 100)			33.21	50.24	
63	Wet	[47] x (0.7905 + [53] + (1 + [53]) x [60] / 100)			33.21	50.24	
64	Dry Gas, Mol/100 kg Fuel	[43] + [62]			38.76	55.79	
65	Wet Gas, Mol/100 kg Fuel	[44] + [63] + [13] / 18.015			41.87	58.90	
			Dry	Wet			
66	O2, %	[60] x [47] x 0.2095 / [64]	[64]	[65]	4.87	9.78	
67	CO2, %	([30C] / 0.1201 + [40] / 0.4401) / [64]	[64]	[65]	14.17	9.84	
68	SO2, ppm	(1 - [23]) x [30D] / 0.32064 / [64]	[64]	[65]	362	252	
FLUE GAS PRODUCTS, kg/100 kJ							
69	Dry Air	(1 + [60] / 100) x [48]			4.326	6.188	
70	Wet Gas from Fuel	[49]			0.357	0.357	
71	CO2 from Sorbent	[40] / ([1] / 100)			0.000	0.000	
72	Moisture in Air	[7] x [69]			0.024	0.035	
73	Water from Sorbent	[41] / ([1] / 100)			0.000	0.000	
74	Additional Moisture	[14]			0.000	0.000	
75	Total Wet Gas	[69] + [70] + [71] + [72] + [73] + [74]			4.707	6.578	
76	H2O in Wet Gas	[34M] + [72] + [73] + [74]			0.236	0.246	
77	Dry Gas	[75] - [76]			4.472	6.332	
78	H2O in Wet Gas, % Mass	100 x [76] / [75]			5.01	3.74	
79	Residue, kg/kg Total Refuse at each location				0.000	0.000	
80	Residue, kJ/100 kJ	([30J] + [2] + [24]) / ([1] / 100)			0.020	0.020	
81	Residue in Wet Gas, kg/kg	[79] x [80] / [75]			0.000	0.000	
82	Leakage, % Gas Entering	100 x ([75L] - [75E]) / [75E]				39.74	
GAS TEMPERATURE CORRECTION FOR AH LEAKAGE							
83	GasTemp Lvg (INCL LKG), °C	[15]			301.04	119.01	
84	Average AH Air Leakage Temp, °C	(1 - [18D]) x [16A] + [18D] x [16B]			28.24	264.86	
85	H Air Lvg, kJ/kg	T=[83], H2O=[7]				95.25	
86	H Air Ent, kJ/kg	T=[84], H2O=[7]			3.267		
87	Cpg, kJ/kg °C	T=[83], H2O=[78E], RES=[81E]				1.013	
88	AH Gas Outlet Temperature Excluding Leakage, °C	[83] + ([82] / 100 x ([85] - [86]) / [87])				155.08	
AIR, GAS, FUEL & RESIDUE MASS FLOW RATES, kg/hr							
90	Input from Fuel MJ/hr	[5] / [6] / 100				1129779	
91	Fuel Rate, kg/hr	1000 x [90] / [1]				42596	
92	Residue Rate, kg/hr	[80] x [90] / 10				2261	
93	Wet Flue Gas, kg/hr	[75] x [90] / 10			531839	743185	
95	Excess Air Lvg Blr, %	[60]				85.09	
96	Total Air to Blr, Kg/hr	(1 + [95] / 100) x (1 + [7]) x [48] x [90] / 10				702850	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas	
TEST NO :		Ven#3 No.6	DATE: 28-Sep-23		LOAD:	115MW	
TIME START :		05:30	TIME END : 07:30		CALC BY:	M. Snippet	
REMARKS :						DATE:	18-Dec-23
						SHEET 3 OF 7	

**Unburned Carbon and Residue Calculation
Form RES**

DATA REQUIRED FOR RESIDUE SPLIT										
1	Ash in Fuel, %	from Form CMBSTNb [30J]		5.04	2	HHV Fuel, kJ/kg 'as fired'	28523			
3	Fuel Mass Flow Rate, kg/hr	from Form CMBSTNa [4b]		42598	4b	Form CMBSTNa [1]				
a) Item [3] - Use measured or estimated value initially. (See CMBSTNa) Recalculate after boiler efficiency has been calculated until estimated value is within 1% of calculated value. b) Residue splits estimated. Enter value in Col [8] and calculate Col [5]. Residue rate measured. Enter measured mass flow rates in Col [5]. When residue is not measured at all locations, estimate split and flow for measured locations. Reiterate until estimated total residue is within 2% of calculated. c) Enter the % free carbon in Col [6] (total carbon correcter for CO ₂). Units with sorbent: Enter the % CO ₂ in Col [7].										
	Location	5	Residue Mass Flow		6	7	Residue Split %		9	10
		Input kg/hr	Calculated kg/hr	C In Residue %	CO ₂ In Residue %	Input	Calculated 100 x [5] / [5F]	C Wtd Ave % [6] x [8] / 100	CO ₂ Wtd Ave % [7] x [8] / 100	
A	Bottom Ash	0.00	0.00	3.30	0.00	15.00	0.00	0.495	0.000	
B	Fly Ash	0.00	0.00	5.35	0.00	85.00	0.00	4.548	0.000	
C	Economizer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	
D		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	
E		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	
F	TOTAL	5	0.00	0.00		8	100.00	0.00	9	5.043
UNITS WITHOUT SORBENT										
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel					[1] x [9F] / (100 - [9F])				0.288
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel					[1] + [11]				5.31
UNITS WITH SORBENT										
d) Enter average C and CO ₂ in residue, [9F] and [10F] above or SRBa (Items [4] and [5]) and complete Sorbent Calculation Forms.										
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel					from Form SRBb Item [49]				0.000
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel					from Form SRBb Item [50]				0.000
TOTAL RESIDUE										
21	Total Residue, kg/hr					[20] x [3] / 100				2261
e) When all residue collection locations are measured, the measured residue split is used for calculations. If a portion of the residue mass is estimated, repeat calculation above until Col [5F] and Item [21] agree within 2%.										
22	Total Residue, kg/100 kJ					100 x [20] / [2]				0.020
SENSIBLE HEAT RESIDUE LOSS, %										
23	Location	24	[8]	x	[22] Residue	x	H Residue	/	10000	Loss %
		Temp Residue (°C)	%		kg/ 100 kJ		kJ/kg			
A	Furnace	1100	15.00	x	0.020	x	1205.2	/	10000	0.036
B	Fly Ash	120	85.00	x	0.020	x	76.7	/	10000	0.013
C	Economizer	0	0.00	x	0.020	x	-17.9	/	10000	0.000
D		0								0.000
E		0								0.000
									Total	25
H Residue = 0.16 x T + 1.09E-4 x T ² - 2.843E-8 x T ³ - 12.95										
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas										
TEST NO : Ven#3 No.6 DATE: 28-Sep-23 LOAD: 115MW										
TIME START : 05:30 TIME END : 07:30 CALC BY: M. Snippet										
REMARKS : DATE: 18-Dec-23										
SHEET 4 OF 7										

**Efficiency Calculations Data Required
Form EFFa**

TEMPERATURES, °C					
1	Reference Temperature	25	1A	Enthalpy Water (25 °C Ref.)	105
2	Average Entering Air Temp from CMBSTNa [16] or EFFa [44]	36.01	2A	Enthalpy Dry Air	11.10
			2B	Enthalpy Water Vapor	20.47
3	Average Exit Gas T (Excl Lkg) from CMBSTNa [15] or EFFa [51]	155.1	3A	Enthalpy Dry Gas	131.12
			3B	Enthalpy Steam @ 1 PSIA	2790.1
			3C	Enthalpy Water Vapor	245.38
4	Fuel Temperature	7.96	4A	Enthalpy Fuel	-28.73
HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT					
5	Entering Gas Temperature	0.00	5A	Enthalpy Wet Gas	0.00
6	Leaving Gas Temperature	0.00	6A	Enthalpy of Wet Gas	0.00
			6B	Enthalpy of Wet Air	0.00
			6C	Enthalpy of Wet Air @ T=[3]	0.00
RESULT FROM COMBUSTION CALCULATION FORM CMBSTN					
10	Dry Gas Weight [77]	4.472	18	Unburned Carbon, % [2]	0.268
11	Dry Air Weight [69]	4.326	19	HHV btu/lbm "as-fired" [1]	26523
12	Water from H2 Fuel [34E]	0.156	HOT AQC EQUIPMENT		
13	Water from H2O Fuel [34F]	0.058	20	Wet Gas Entering [75E]	0.00
14	Water from H2O fuel [34G]	0.000	21	H2O in Wet Gas, % [78L]	0.00
15	Moisture in Air lb/lb DA [7]	0.008	22	Wet Gas Leaving [75L]	0.00
16	Moisture in Air lb/10KB [72]	0.024	23	Residue in Wet Gas, % [81E]	0.00
17	Fuel Rate Est. Klb/hr [3]	42596			
			25	Excess Air, % [95]	85.09
MISCELLANEOUS					
30	Unit Output, MJ/hr [CMBSTNa 5]	992984	31	Aux Equip power, MJ/hr	3380.4
32	Loss Due to Surface Radiation and Convection, %				0.53
33A	Flat Projected Surface Area, ft ²	0/0/60	33C	Average Surface Temperature, F	0/0/127
33B	Average Velocity of Air Near Surface, ft/sec	0/0/1.67	33D	Average Ambient Temperature Near Surface, F	0/0/77
ENT AIRTEMP (Units with primary and secondary air flow)					
35A	Pri AirTemp Entering, F CMBSTNa [16B]	22.21	35B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
36A	Pri AirTemp Leaving Air Htr, F CMBSTNa [51]	263.8	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
37A	Average AirTemp Entering Pulverizers	0.0	37B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
38A	Average Pulverizer Tempering AirTemp	22.21	38B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00
39	Sec AirTemp Entering, F CMBSTNa [16A]	42.04	40	Primary Airflow (Ent Pulv), Klb/hr	213720
41	Pulverizer Tempering Airflow, Klb/hr	[40] x ([38B]-[37B])/([36B]-[38B])			0.00
42	Total Air Flow, Klb/hr from FORM CMBSTNa [96]	702850	43	Secondary Airflow, Klb/hr [42] - [40]	489130
44	Average Entering Air Temperature, F	[(35A) x ([40] - [41]) + (39) x [43] + (38) x [41]]/[42]			36.01
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas					
TEST NO : Ven#3 No.6		DATE: 28-Sep-23		LOAD: 115MW	
TIME START : 05:30		TIME END : 07:30		CALC BY: M. Snippet	
REMARKS :				DATE: 18-Dec-23	
SHEET 5 OF 7					



Efficiency Calculations
Form EFFb

LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]			A	MJ	B	%
60	Dry Gas	$[10] \times [3A]/100$ $x / 100$				5.884
61	Water from H2 Fuel	$[12] \times ([3B] - [1A])/100$ $x (-451/100)$				4.180
62	Water from H2O Fuel	$[13] \times ([3B] - [1A])/100$ $x (-45J/100)$				1.498
63	Water from H2O v Fuel	$[14] \times ([3C])/100$ $x / 100$				0.000
64	Moisture in Air	$[16] \times [3C]/100$ $x / 100$				0.060
65	Unburned Carbon in Ref	$[18] \times 33700 / [19] =$ $x 33700 /$				0.340
66	Sensible Heat of Refuse	-from Form RES				0.049
67	Hot AQC Equip	$([20] \times ([5A] - [6A]) - ([22] - [20]) \times ([6C] - [6B])) / 100$ $(X(-) - (-) \times (-)) / 100$				0.000
68	Other Losses, % Basis	-from Form EFFc Item [110]				0.793
69	Summation of Losses, % Basis					12.78
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]						
75	Surface Radiation and Convection	-from Form EFFa Item [32]		0.000		0.000
76	Sorbent Calcination/Dehydration	-from Form SRBc Item [77]		0.000		0.000
77	Water from Sorbent	-from Form SRBc Item [65]		0.000		0.000
78						
79						
80	Other Losses, MJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [111]		0.000		0.000
81	Summation of Losses, MJ/hr Basis			0.000		0.000
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]						
85	Entering Dry Air	$[11] \times [2A]/100$ $x / 100$				0.480
86	Moisture in Air	$[16] \times [2B]/100$ $x / 100$				0.005
87	Sensible Heat in Fuel	$100 \times [4A] / [19]$ $100 \times /$				-0.108
88	Sulfation	-from Form SRBc Item [80]				0
89	Other Credits, % Basis	-from Form EFFc Item [112]				0
90	Summation of Credits, % Basis					0.377
CREDITS, MJ/hr Enter Calculated Result in MKB Column [A]						
95	Auxiliary Equipment Power [31]			3380.4		0.299
96	Sensible Heat from Sorbent	-from Form SRBc Item [85]		0.000		0.000
97	Other Credits, MKJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [113]		0.000		0.000
98	Summation of Credits, MJ/hr Basis			3380.4		0.299
100	Fuel Eff, %	$(100 - [69] + [90]) \times [30] / ([30] + [81] - [98])$ $(100 - +) \times / (- +)$				87.89
101	Input from Fuel, MJ	$100 \times [30] / [100] = 100 \times /$		1129779		
102	Fuel Rate, Kg/hr	$1,000 \times [101] / [19] = 1000 \times /$				42596
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas TEST NO : Ven#3 No.6 DATE: 28-Sep-23 LOAD: 115MW TIME START : 05:30 TIME END : 07:30 CALC BY: M. Snippet REMARKS : DATE: 18-Dec-23 SHEET 6 OF 7						



**Efficiency Calculations Other Losses and Credits
Form EFFc**

The losses and credits listed on this sheet are not universally applicable to all fossil fired steam generators and are usually minor. Losses/credits that have not been specifically identified by this Code but are applicable in accordance with the intent of the Code should also be recorded on this sheet. Parties to the test may agree to estimate the losses or credits in lieu of testing. Enter a 'T' for tested or 'E' for estimated in the second column, and result in appropriate column. Enter the sum of each group on Form EFFb. Refer to the text of PTC 4 for the calculation method.

Item	Tor E	LOSSES, %	Enter Calculated Result in % Column [B]	A	MJ	B	%
110A		CO in Flue Gas					0.064
110B		Formation of NOx					0.000
110C		Pulverizer Rejects					0.000
110D		Air Infiltration					0.000
110E		Unburned Hydrocarbons in Flue Gas					0.000
110F		Unmeasured Loss, as per agreement					0.200
110G	E	Surface Radiation Loss, as per agreement					0.529
110	E	Summation of Other Losses, % Basis					0.793
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]					0.000		
111A		Wet Ash Pit			0.000		
111B		Sensible Heat in Recycle Streams - Solid			0.000		
111C		Sensible Heat in Recycle Streams - Gas			0.000		
111D		Additional Moisture			0.000		
111E		Cooling Water			0.000		
111F		Air Preheater Coil (supplied by unit)			0.000		
111G		Other			0.000		
111		Summation of Other Losses, MJ/hr Basis			0.000		
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]							
112A		Other					0.000
112		Summation of Credits, % Basis					0.000
CREDITS, MJ/hr Enter Result in MKB Column [A]							
113A		Heat in Additional Moisture (external to envelope)			3380.4		
113B		Other			0.000		
113		Summation of Credits, MJ/hr Basis			3380.4		
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas							
TEST NO : Ven#3 No.6 DATE: 28-Sep-23 LOAD: 115MW							
TIME START : 05:30 TIME END : 07:30 CALC BY: M. Snippert							
REMARKS : DATE: 18-Dec-23							
				SHEET 7 OF 7			



**APÉNDICE G7 RESULTS ASME PTC 4 HEAT BALANCE METHOD
TEST NO.7 (82.0 MW) / RESULTADOS ASME PTC 4
MÉTODO DE BALANCE DE TÉRMICO PRUEBA NO.7
(82 MW)**



**Combustion Calculations
Form CMBSTNa**

DATA REQUIRED										
1	HHV - Higher Heating Value of Fuel, kJ/kg as fired									26507
2	UBC - Unburned Carbon, kg/100 kg fuel from RES or SRBb FORM									0.368
3	Fuel Flow, kg/hr [4b]									32157
4	a. Measured Fuel Flow								36936	
4	b. Calculated Fuel Flow	100,000 x [5] / [6] / [1]								32157
5	Output, MJ/hr	from Output Item [37]								751676
6	Fuel Efficiency, % (estimate initially)	from Input Data Sheet [6]								88.19
7	Moisture in air, kg/kg Dry Air									0.0058
8	Barometric Pressure, in mbar	from Input Data Sheet [8]								1121.9
9	Dry Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [9]								8.4
10	Wet Bulb Temperature, °C	from Input Data Sheet [10]								7.9
11	Relative Humidity, %	from Input Data Sheet [11]								94.6
	Additional Moisture (Measured)									
	Atomizing Steam	from Output Item [14]								0.000
	Sootblowing Steam	from Output Item [11]								0.000
	Other									0.000
12	Summation Additional Moisture									0.000
13	Additional Moisture, kg/100 kg Fuel	100 x [12] / [3]								0.000
14	Additional Moisture, kg/100kJ	[13] / ([1]/100)								0.000
	If Air Heater (Excl Stm/Wtr Coil) Enter following									
15	GasTemp Lvg AH, °C	from Input Data Sheet [15]	Primary / Secondary or Main	15B		15A				114.6
16	AirTemp Ent AH, °C	from Input Data Sheet [16]	Primary / Secondary or Main	16B	24.13	16A				67.66
17	O2 in FG Ent Air Heater	from Input Data Sheet [17]	Primary / Secondary or Main	17B		17A				6.26
18	O2 in FG Lvg Air Heater	from Input Data Sheet [18]	Primary / Secondary or Main	18B		18A				11.51
18C	O2 Measurement Basis Dry (0) or Wet (1)					18C				0.00
18D	Primary AH Leakage for Trisector Type AH, Percent of Total		Primary / Secondary or Main	18D	24.72	18D				75.28
19	Mass Ash, kg/100 kJ	100 X [30J] / [1]								0.020
	If mass of ash (Item [19]) exceeds 0.065 kg/100 kJ or Sorbent utilized. Enter Mass Fraction of Refuse in Item [79] for each location									
	SORBENT DATA (Enter 0 if Sorbent not Used)									
20	Sorbent Rate, kg/hr									0.000
21	CO2 from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [25]								0.000
22	H2O from Sorbent, kg/100 kg Sorb	from SRBa Item [26]								0.000
23	Sulfur Capture, kg/kg Sulfur	from SRBb Item [45]								0.000
24	Spent Sorbent, kg/100 kg fuel	from SRBb Item [48]								0.000
25	Sorb/Fuel Ratio, kg Sorb/ kg Fuel	[20] / [3]								0.000
	HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT DATA									
26	O2 in FG Ent HAQC Flue Gas Temperatures									0.000
	See Form EFFa for HAQC Flue Gas Temperatures									
PLANT NAME :	Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:		Nueva Ventanas				
TEST NO :	Ven#3 No.7	DATE:	29-Sep-23	LOAD:		82MW				
TIME START :	05:45	TIME END :	07:45	CALC BY:		M. Snippert				
REMARKS :				DATE:		18-Dec-23				
				SHEET 1 OF 7						



**Combustion Calculations
Form CMBSTNb**

COMBUSTION PRODUCTS																
30	From Input Data Sheet Ultimate Analysis % Mass		31	Theo Air Flow kg/100 kg Fuel [30] x K		32	Dry Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		33	Wet Prod Flow Mol/100 kg Fuel [30] / K		34	H2O Fuel kg/100 kJ [30] x K/([1]/100)			
A	C	66.20														
B	UBC		0.368													
C	Cb		65.83	11.51	757.73	12.011	5.481									
D	S	0.49		4.31	2.11	32.064	0.015									
E	H2	4.59		34.29	157.39				2.0159	2.277	8.937	0.155				
F	H2O	14.56							18.0153	0.808	1.0	0.055				
G	H2Ov	0.00							18.0153	0.000	1.0	0.000				
H	N2	1.28				28.0134	0.046									
I	O2	7.65		-4.32	-33.05											
J	ASH	5.22														
K	VM	34.64														
L	FC	45.58														
M	TOTAL	99.99		31	884.18	32	5.542		33	3.085		34	0.210			
35	Total Theo Air Fuel Check, kg/100 kJ			([31M] + [30B] * 11.51) / ([1] / 100)										3.352		
CORRECTIONS FOR SORBENT REACTIONS AND SULPHUR CAPTURE																
40	CO2 from Sorb, kg/100 kg fuel			[21] * [25]										0.000		
41	H2O from Sorb, kg/100 kg fuel			[22] * [25]										0.000		
42	SO2 from Sorb, Mol/100 kg fuel			[32D] * [23]										0.000		
43	Dry Prod Comb, Mol/100 kg fuel			[32M] + [40] / 44.01 - [42]										5.542		
44	Wet Prod Comb, Mol/100 kg fuel			[33M] + [41] / 18.0153 + [43]										8.627		
46	Theo Air Corr, kg/100 kg fuel			[31M] + 2.16 * [30D] * [23]										884.2		
47	Theo Air Corr, Mol/100 kg fuel			[46] / 28.9625										30.53		
48	Theo Air Corr, kg/100 kJ			[46] / ([1]/100)										3.336		
49	Wet Gas from Fuel, kg/100 kJ			(100 - [30J] - [30B] - [30D] * [23]) / ([1]/100)										0.356		
LOCATION												AH In	AH Out			
50	Flue Gas Temperature Entering Air Heater, °C													281.8	114.6	
51	Air Temperature Leaving Air Heater, °C													248.0	246.2	
52	Flue Gas Oxygen Content, %													6.26	11.51	
FLUE GAS ANALYSIS, MOL/100 kg Fuel																
53	Moister in Air			Dry	Wet										0.00	0.00
				0	[7] * 1.608											
54	Dry/Wet Products Comb			[43]	[44]										5.542	5.542
55	Additional Moisture			0	[13] / 18.0153										0.00	0.00
56				[47] * (0.7905 + [53])										24.13	24.13	
57	Summation			[54] + [55] + [56]										29.67	29.67	
58				20.95 - [52] * (1 + [53])										14.69	9.44	
60	Excess Air, %			100 * [52] * [57] / [47] / [58]										41.42	118.52	
PLANT NAME :	Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM	UNIT NO:	Nueva Ventanas												
TEST NO :	Ven#3 No.7	DATE: 29-Sep-23	LOAD:	82MW												
TIME START :	05:45	TIME END : 07:45	CALC BY:	M. Snippet												
REMARKS :				DATE:	18-Dec-23											
				SHEET 2 OF 7												

**Combustion Calculations
Form CMBSTNc**

LOCATION					AH In	AH Out
60	Excess Air, %				41.42	118.52
02, CO2, SO2 WHEN EXCESS AIR KNOWN						
61						
62	Dry	[47] x (0.7905 + [60] / 100)			36.78	60.31
63	Wet	[47] x (0.7905 + [53] + (1 + [53]) x [60] / 100)			36.78	60.31
64	Dry Gas, Mol/100 kg Fuel	[43] + [62]			42.32	65.86
65	Wet Gas, Mol/100 kg Fuel	[44] + [63] + [13] / 18.015			45.41	68.94
			Dry	Wet		
66	O2, %	[60] x [47] x 0.2095 / [64]	[64]	[65]	6.26	11.51
67	CO2, %	([30C] / 0.1201 + [40] / 0.4401) / [64]	[64]	[65]	12.95	8.32
68	SO2, ppm	(1 - [23]) x [30D] / 0.32064 / [64]	[64]	[65]	361	232
FLUE GAS PRODUCTS, kg/100 kJ						
69	Dry Air	(1 + [60] / 100) x [48]			4.717	7.289
70	Wet Gas from Fuel	[49]			0.356	0.356
71	CO2 from Sorbent	[40] / ([1]/100)			0.000	0.000
72	Moisture in Air	[7] x [69]			0.027	0.042
73	Water from Sorbent	[41] / ([1]/100)			0.000	0.000
74	Additional Moisture	[14]			0.000	0.000
75	Total Wet Gas	[69] + [70] + [71] + [72] + [73] + [74]			5.101	7.688
76	H2O in Wet Gas	[34M] + [72] + [73] + [74]			0.237	0.252
77	Dry Gas	[75] - [76]			4.864	7.436
78	H2O in Wet Gas, % Mass	100 x [76] / [75]			4.65	3.28
79	Residue, kg/kg Total Refuse at each location				0.000	0.000
80	Residue, kJ/100 kJ	([30J] + [2] + [24]) / ([1] / 100)			0.021	0.021
81	Residue in Wet Gas, kg/kg	[79] x [80] / [75]			0.000	0.000
82	Leakage, % Gas Entering	100 x ([75L] - [75E]) / [75E]				50.71
GAS TEMPERATURE CORRECTION FOR AH LEAKAGE						
83	GasTemp Lvg (INCL LKG), °C	[15]			281.76	114.58
84	Average AH Air Leakage Temp, °C	(1 - [18D]) x [16A] + [18D] x [16B]			34.89	247.54
85	H Air Lvg, kJ/kg	T=[83], H2O=[7]				90.78
86	H Air Ent, kJ/kg	T=[84], H2O=[7]			9.971	
87	Cpg, kJ/kg °C	T=[83], H2O=[78E], RES=[81E]				1.014
88	AH Gas Outlet Temperature Excluding Leakage, °C	[83] + ([82] / 100 x ([85] - [86]) / [87])				154.99
AIR, GAS, FUEL & RESIDUE MASS FLOW RATES, kg/hr						
90	Input from Fuel MJ/hr	[5] / [6] / 100				852363
91	Fuel Rate, kg/hr	1000 x [90] / [1]				32157
92	Residue Rate, kg/hr	[80] x [90] / 10				1797
93	Wet Flue Gas, kg/hr	[75] x [90] / 10			434795	655272
95	Excess Air Lvg Blr, %	[60]				118.52
96	Total Air to Blr, Kg/hr	(1 + [95] / 100) x (1 + [7]) x [48] x [90] / 10				624912
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM	UNIT NO:	Nueva Ventanas	
TEST NO :		Ven#3 No.7	DATE: 29-Sep-23	LOAD:	82MW	
TIME START :		05:45	TIME END : 07:45	CALC BY:	M. Snippet	
REMARKS :					DATE:	18-Dec-23
				SHEET 3 OF 7		

**Unburned Carbon and Residue Calculation
Form RES**

DATA REQUIRED FOR RESIDUE SPLIT														
1	Ash in Fuel, %	from Form CMBSTNb [30J]		5.22	2	HHV Fuel, kJ/kg 'as fired'	26507							
3	Fuel Mass Flow Rate, kg/hr	from Form CMBSTNa [4b]		32157	4b	Form CMBSTNa [1]								
a) Item [3] - Use measured or estimated value initially. (See CMBSTNa) Recalculate after boiler efficiency has been calculated until estimated value is within 1% of calculated value. b) Residue splits estimated. Enter value in Col [8] and calculate Col [5]. Residue rate measured. Enter measured mass flow rates in Col [5]. When residue is not measured at all locations, estimate split and flow for measured locations. Reiterate until estimated total residue is within 2% of calculated. c) Enter the % free carbon in Col [6] (total carbon correcter for CO2). Units with sorbent: Enter the % CO2 in Col [7].														
	Location	5	Residue Mass Flow		6	C	7	CO2	8	Residue Split %		9	10	
		Input	Calculated		In Residue	In Residue		Input	Calculated	C	CO2			
		kg/hr	kg/hr		%	%		100 x [5] / [5F]	100 x [5] / [5F]	Wtd Ave %	Wtd Ave %			
										[6] x [8] / 100	[7] x [8] / 100			
A	Bottom Ash	0.00	0.00		4.53	0.00		15.00	0.00	0.680	0.000			
B	Fly Ash	0.00	0.00		6.95	0.00		85.00	0.00	5.908	0.000			
C	Economizer	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	0.000	0.000			
D		0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	0.000	0.000			
E		0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	0.000	0.000			
F	TOTAL	5	0.00	0.00				8	100.00	0.00	9	6.587	10	0.000
UNITS WITHOUT SORBENT														
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel	[1] x [9F] / (100 - [9F])										0.368		
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel	[1] + [11]										5.59		
UNITS WITH SORBENT														
d) Enter average C and CO2 in residue, [9F] and [10F] above or SRBa (Items [4] and [5]) and complete Sorbent Calculation Forms.														
11	Unburned Carbon, kg/ 100 kg Fuel	from Form SRBb Item [49]										0.000		
20	Total Residue, kg/ 100kg Fuel	from Form SRBb Item [50]										0.000		
TOTAL RESIDUE														
21	Total Residue, kg/hr	[20] x [3] / 100										1797		
e) When all residue collection locations are measured, the measured residue split is used for calculations. If a portion of the residue mass is estimated, repeat calculation above until Col [5F] and Item [21] agree within 2%.														
22	Total Residue, kg/100 kJ	100 x [20] / [2]										0.021		
SENSIBLE HEAT RESIDUE LOSS, %														
23	Location	24	Temp Residue (°C)										Loss %	
			[8]	x	[22] Residue	x	H Residue	/	10000					
			%		kg/ 100 kJ		kJ/kg		10000					
A	Furnace	1100	15.00	x	0.021	x	1205.2	/	10000	0.038				
B	Fly Ash	120	85.00	x	0.021	x	76.7	/	10000	0.014				
C	Economizer	0	0.00	x	0.021	x	-17.9	/	10000	0.000				
D		0								0.000				
E		0								0.000				
									Total	25	0.052			
H Residue = 0.16 x T + 1.09E-4 x T^2 - 2.843E-8 x T^3 - 12.95														
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas														
TEST NO : Ven#3 No.7 DATE: 29-Sep-23 LOAD: 82MW														
TIME START : 05:45 TIME END : 07:45 CALC BY: M. Snippert														
REMARKS : DATE: 18-Dec-23														
SHEET 4 OF 7														

**Efficiency Calculations Data Required
Form EFFa**

TEMPERATURES, °C						
1	Reference Temperature	25	1A	EnthalpyWater(25 °C Ref.)	105	
2	Average Entering AirTemp from CMBSTNa [16] or EFFa [44]	56.90	2A	Enthalpy Dry Air	32.16	
			2B	Enthalpy Water Vapor	59.50	
3	Average Exit GasT (Excl Lkg) from CMBSTNa [15] orEFFa [51]	155.0	3A	Enthalpy Dry Gas	131.03	
			3B	Enthalpy Steam @ 1 PSIA	2790.0	
			3C	Enthalpy Water Vapor	245.21	
4	Fuel Temperature	8.35	4A	Enthalpy Fuel	-27.98	
HOT AIR QUALITY CONTROL EQUIPMENT						
5	Entering GasTemperature	0.00	5A	Enthalpy Wet Gas	0.00	
6	Leaving GasTemperature	0.00	6A	Enthalpy of Wet Gas	0.00	
			6B	Enthalpy of Wet Air	0.00	
			6C	Enthalpy of Wet Air @T=[3]	0.00	
RESULT FROM COMBUSTION CALCULATION FORM CMBSTN						
10	Dry Gas Weight [77]	4.864	18	Unburned Carbon, % [2]	0.368	
11	Dry Air Weight [69]	4.717	19	HHV btu/lbm "as-fired" [1]	26507	
12	Water from H2 Fuel [34E]	0.155	HOT AQC EQUIPMENT			
13	Water from H2O Fuel [34F]	0.055	20	Wet Gas Entering [75E]	0.00	
14	Water from H2Ovfuei [34G]	0.000	21	H2O in Wet Gas, % [78L]	0.00	
15	Moisture in Air lb/lb DA [7]	0.006	22	Wet Gas Leaving [75L]	0.00	
16	Moisture in Air lb/10KB [72]	0.027	23	Residue in Wet Gas, % [81E]	0.00	
17	Fuel Rate Est. Klb/hr [3]	32157				
			25	Excess Air, % [95]	118.52	
MISCELLANEOUS						
30	Unit Output, MJ/hr [CMBSTNa 5]	751676	31	Aux Equip power, MJ/hr	2739.6	
32	Loss Due to Surface Radiation and Convection, %				0.70	
33A	Flat Projected Surface Area, ft ²	0/0/50	33C	Average Surface Temperature, F	0/0/127	
33B	Average Velocity of Air Near Surface, ft/sec	0/0/1.67	33D	Average Ambient Temperature Near Surface, F	0/0/77	
ENT AIRTEMP (Units with primary and secondary air flow)						
35A	Pri AirTemp Entering, F CMBSTNa [16B]	24.13	35B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
36A	Pri AirTemp Leaving Air Htr, F CMBSTNa [51]	246.2	36B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
37A	Average AirTemp Entering Pulverizers	0.0	37B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
38A	Average PulverizerTempering AirTemp	24.13	38B	Enthalpy Wet Air, Btu/lb	0.00	
39	Sec AirTemp Entering, F CMBSTNa [16A]	67.66	40	Primary Airflow (Ent Pulv), Klb/hr	154463	
41	PulverizerTempering Airflow, Klb/hr	[40] x ((36B)-[37B])/((36B)-[38B])			0.00	
42	Total Air Flow, Klb/hr from FORM CMBSTNc [96]	624912	43	Secondary Airflow, Klb/hr [42] - [40]	470449	
44	Average Entering AirTemperature, F	((35A) x ([40] - [41]) + [39] x [43] + [38] x [41])/[42]			56.90	
PLANT NAME :		Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM		UNIT NO:	Nueva Ventanas
TEST NO :		Ven#3 No.7	DATE: 29-Sep-23		LOAD:	82MW
TIME START :		05:45	TIME END : 07:45		CALC BY:	M. Snippet
REMARKS :			DATE:			18-Dec-23
SHEET 5 OF 7						



**Efficiency Calculations
Form EFFb**

LOSSES, % Enter Calculated Result in % Column [B]			A	MJ	B	%																											
60	Dry Gas	$[10] \times [3A] / 100$ $x / 100$				6.373																											
61	Water from H2 Fuel	$[12] \times ([3B] - [1A]) / 100$ $x (-451) / 100$				4.155																											
62	Water from H2O Fuel	$[13] \times ([3B] - [1A]) / 100$ $x (-45J) / 100$				1.475																											
63	Water from H2O v Fuel	$[14] \times [3C] / 100$ $x / 100$				0.000																											
64	Moisture in Air	$[16] \times [3C] / 100$ $x / 100$				0.067																											
65	Unburned Carbon in Ref	$[18] \times 33700 / [19] = x 33700 /$				0.468																											
66	Sensible Heat of Refuse	-from Form RES				0.052																											
67	Hot AQC Equip	$([20] \times ([5A] - [6A]) - ([22] - [20]) \times ([6C] - [6B])) / 100$ $(X(-) - (-) \times (-)) / 100$				0.000																											
68	Other Losses, % Basis	-from Form EFFc Item [110]				0.971																											
69	Summation of Losses, % Basis					13.56																											
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]																																	
75	Surface Radiation and Convection	-from Form EFFa Item [32]		0.000		0.000																											
76	Sorbent Calcination/Dehydration	-from Form SRBc Item [77]		0.000		0.000																											
77	Water from Sorbent	-from Form SRBc Item [65]		0.000		0.000																											
78																																	
79																																	
80	Other Losses, MJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [111]		0.000		0.000																											
81	Summation of Losses, MJ/hr Basis			0.000		0.000																											
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]																																	
85	Entering Dry Air	$[11] \times [2A] / 100$ $x / 100$				1.517																											
86	Moisture in Air	$[16] \times [2B] / 100$ $x / 100$				0.016																											
87	Sensible Heat in Fuel	$100 \times [4A] / [19]$ $100 \times /$				-0.106																											
88	Sulfation	-from Form SRBc Item [80]				0																											
89	Other Credits, % Basis	-from Form EFFc Item [112]				0																											
90	Summation of Credits, % Basis					1.428																											
CREDITS, MJ/hr Enter Calculated Result in MKB Column [A]																																	
95	Auxiliary Equipment Power [31]			2739.6		0.321																											
96	Sensible Heat from Sorbent	-from Form SRBc Item [85]		0.000		0.000																											
97	Other Credits, MKJ/hr Basis	-from Form EFFc Item [113]		0.000		0.000																											
98	Summation of Credits, MJ/hr Basis			2739.6		0.321																											
100	Fuel Eff, %	$(100 - [69] + [90]) \times [30] / ([30] + [81] - [98])$ $(100 - +) \times / (- +)$				88.19																											
101	Input from Fuel, MJ	$100 \times [30] / [100] = 100 \times /$		852363																													
102	Fuel Rate, Kg/hr	$1,000 \times [101] / [19] = 1000 \times /$				32157																											
<table border="1"> <tr> <td>PLANT NAME :</td> <td>Ventanas</td> <td>ASME PTC 4 MASTER FORM</td> <td>UNIT NO:</td> <td>Nueva Ventanas</td> </tr> <tr> <td>TEST NO :</td> <td>Ven#3 No.7</td> <td>DATE:</td> <td>29-Sep-23</td> <td>LOAD:</td> <td>82MW</td> </tr> <tr> <td>TIME START :</td> <td>05:45</td> <td>TIME END :</td> <td>07:45</td> <td>CALC BY:</td> <td>M. Snippet</td> </tr> <tr> <td>REMARKS :</td> <td></td> <td></td> <td>DATE:</td> <td>18-Dec-23</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>SHEET 6 OF 7</td> </tr> </table>							PLANT NAME :	Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM	UNIT NO:	Nueva Ventanas	TEST NO :	Ven#3 No.7	DATE:	29-Sep-23	LOAD:	82MW	TIME START :	05:45	TIME END :	07:45	CALC BY:	M. Snippet	REMARKS :			DATE:	18-Dec-23					SHEET 6 OF 7
PLANT NAME :	Ventanas	ASME PTC 4 MASTER FORM	UNIT NO:	Nueva Ventanas																													
TEST NO :	Ven#3 No.7	DATE:	29-Sep-23	LOAD:	82MW																												
TIME START :	05:45	TIME END :	07:45	CALC BY:	M. Snippet																												
REMARKS :			DATE:	18-Dec-23																													
				SHEET 6 OF 7																													



**Efficiency Calculations Other Losses and Credits
Form EFFc**

The losses and credits listed on this sheet are not universally applicable to all fossil fired steam generators and are usually minor. Losses/credits that have not been specifically identified by this Code but are applicable in accordance with the intent of the Code should also be recorded on this sheet. Parties to the test may agree to estimate the losses or credits in lieu of testing. Enter a "T" for tested or "E" for estimated in the second column, and result in appropriate column. Enter the sum of each group on Form EFFb. Refer to the text of PTC 4 for the calculation method.

Item	Tor E	LOSSES, %	Enter Calculated Result in % Column [B]	A	MJ	B	%
110A		CO in Flue Gas					0.073
110B		Formation of NOx					0.000
110C		Pulverizer Rejects					0.000
110D		Air Infiltration					0.000
110E		Unburned Hydrocarbons in Flue Gas					0.000
110F		Unmeasured Loss, as per agreement					0.200
110G	E	Surface Radiation Loss, as per agreement					0.698
110	E	Summation of Other Losses, % Basis					0.971
LOSSES, MJ/hr Enter in MKB Column [A]					0.000		
111A		Wet Ash Pit			0.000		
111B		Sensible Heat in Recycle Streams - Solid			0.000		
111C		Sensible Heat in Recycle Streams - Gas			0.000		
111D		Additional Moisture			0.000		
111E		Cooling Water			0.000		
111F		Air Preheater Coil (supplied by unit)			0.000		
111G		Other			0.000		
111		Summation of Other Losses, MJ/hr Basis			0.000		
CREDITS, % Enter Calculation Result in % Column [B]							
112A		Other					0.000
112		Summation of Credits, % Basis					0.000
CREDITS, MJ/hr Enter Result in MKB Column [A]							
113A		Heat in Additional Moisture (external to envelope)			2739.6		
113B		Other			0.000		
113		Summation of Credits, MJ/hr Basis			2739.6		
PLANT NAME : Ventanas ASME PTC 4 MASTER FORM UNIT NO: Nueva Ventanas							
TEST NO : Ven#3 No.7 DATE: 29-Sep-23 LOAD: 82MW							
TIME START : 05:45 TIME END : 07:45 CALC BY: M. Snippet							
REMARKS :				DATE: 18-Dec-23			
				SHEET 7 OF 7			



**APÉNDICE H RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION /
RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE**



**APÉNDICE H1 RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION TEST NO.1
(267 MW) / RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE PRUEBA NO.1 (267 MW)**

Measured Parameters	Unit	Average Value	Standard Deviation	Absolute Sensitivity Coefficient	Relative Sensitivity Coefficient	Random Uncertainty of Result	Systematic Uncertainty of Result	
1	P Barometer	bar(a)	1.1234	0.0003	-1.74000	-0.00083	-0.00004	-0.00174
2	T Ambient Temp.	°C	11.12	0.3874	-0.14018	-0.00066	-0.00496	-0.07009
3	X Rel.Humidity	%	91.92	0.3318	0.02127	0.00083	0.00064	0.04253
4	dP HP FW Inlet Boiler	mbar	395.25	3.3187	3.00940	0.50271	0.91172	5.94734
5	P HP FW Inlet Boiler	bar(g)	177.45	0.6873	0.13836	0.01038	0.00868	0.13974
6	T HP FW Inlet Boiler	°C	250.54	0.0726	-7.00590	-0.74185	-0.04646	-14.0118
7	dP HP Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	P HP Spray W. Boiler	bar(g)	180.27	0.7323	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	T HP Spray W. Boiler	°C	51.33	0.9815	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	dP RH Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	P RH Spray W.Boiler	bar(g)	92.74	0.3686	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
12	T RH Spray W.Boiler	°C	189.27	0.1722	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	P Auxiliary Steam	bar(g)	172.52	0.7101	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	T Auxiliary Steam	°C	424.38	2.1058	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
15	P Extraction HPH#6	bar(g)	40.82	0.0882	-0.03526	-0.00061	-0.00028	-0.03561
16	T Extraction HPH#6	°C	335.96	0.9528	0.03483	0.00494	0.00303	0.06965
17	T FW Inlet HPH#6	°C	217.98	0.0660	0.84337	0.07769	0.00508	1.68674
18	T Drain HPH#6	°C	223.69	0.0688	-0.06201	-0.00586	-0.00039	-0.12403
19	T HP Steam Outl.Boiler	°C	525.69	1.8299	2.51790	0.55942	0.42061	6.29475
20	P HP Steam Outl.Boiler	bar(g)	161.44	0.6733	-1.05520	-0.07200	-0.06486	-1.06575
21	T Cold RH Outl.ST	°C	337.66	3.1357	-2.08900	-0.29811	-0.59797	-4.17800
22	P Cold RH Inl.Boiler	bar(g)	41.03	0.0883	2.07650	0.03601	0.01675	2.09727
23	P Hot RH Outl.Boiler	bar(g)	39.18	0.0848	-0.83437	-0.01382	-0.00646	-0.84271
24	T Hot RH Outl.Boiler	°C	523.5	1.6610	1.84550	0.40829	0.27983	4.61375
25	T CW Inlet Cond	°C	12.56	0.0509	0.00451	0.00002	0.00002	0.00226
25	T CW Inlet Cond	°C	12.54	0.0417	0.00451	0.00002	0.00002	0.00226
26	P Con. Aux. Header2	bar(g)	19.63	0.0537	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
27	T Con. Aux. Header2	°C	26.96	0.0092	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
28	P Aux. Steam SDA	bar(g)	7.96	0.0048	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
29	T Aux. Steam SDA	°C	185.1	7.7073	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
30	T Exh.Inl.Air Heat	°C	368.4	0.3428	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	T Exh.Outl.Air Heat.	°C	134.7	7.2004	-1.5539	-0.08846	-1.31862	-3.88481
32	O2 Oxygen Inl.Air Heat.	vol % dry	3.12	0.1436	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
33	O2 Oxygen Outl.Air Heat.Avg	vol % dry	7.36	1.1771	-12.090	-0.03761	-1.67720	-8.89854
34	CO Outl.Air Heat. Avg	ppm	432.0	43.31	-0.01309	-0.00239	-0.06680	-0.56539
35	C Content Coal (Ultim.)	wt%	66.27	0.00	-2.1478	-0.06016	0.00000	-1.77920
36	H Content Coal (Ultim.)	wt%	4.61	0.00	-29.062	-0.05662	0.00000	-0.20097
37	S Content Coal (Ultim.)	wt%	0.46	0.00	-0.80	-0.00016	0.00000	-0.00026
38	N Content Coal (Ultim.)	wt%	1.27	0.00	-0.07	-0.00004	0.00000	-0.00008
39	O Content Coal (Ultim.)	wt%	7.71	0.00	0.742	0.00242	0.00000	0.01030
40	W H2O in Coal (Proxim.)	wt%	14.61	0.00	-2.650	-0.01636	0.00000	-0.13936
41	A Ash in Coal (Proxim.)	wt%	5.07	0.00	-3.559	-0.00763	0.00000	-0.02523
42	V Volatile Coal(Proxim.)	wt%	34.69	0.00	-0.0240	-0.00035	0.00000	0.00000
43	C Fixed Carbon (Proxim.)	wt%	45.63	0.00	-0.0104	-0.00020	0.00000	-0.00593
44	Ub Unburn.Bottom Ash	%	3.13	0.00	-0.300	-0.00040	0.00000	-0.00948
45	Ub Unburn.Fly-Ash	%	10.76	0.00	-1.694	-0.00770	0.00000	-0.36549
46	HHV Value of Coal	kJ/kg	26556.9	0.00	0.01269	0.14241	0.00000	3.94700
47	T Cold Prim.Air Avg	°C	25.43	0.5416	0.498	0.00535	0.01740	0.24892
48	T Cold Sec.Air In ST Hea	°C	15.70	0.4539	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
49	T Cold Sec.Air	°C	19.59	0.6818	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
50	T Hot Prim.Air Avg	°C	308.77	0.4202	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	T Hot Sec.Air Avg	°C	315.32	0.3036	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	M Hot Sec.Airflow Avg	t/h	681.60	2.7628	-0.00111	-0.00032	-0.00028	-0.01520
53	M Prim.Air Mill Avg.	t/h	209.50	0.8158	0.0036	0.00032	0.00027	0.01528
54	Pe Power Input Boiler	MJ/h	4522	0.00	0.00111	0.00213	0.00000	0.25183
55	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.00	-1.79560	-0.00010	0.00000	-0.01221
56	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	0.00	-2.56840	-0.00281	0.00000	-0.33286
57	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	265196	0.00	-0.00001	-0.00107	0.00000	-0.00887
58	Net Power Unit (kWh)	kW	242516	0.00	-0.00972	-0.99625	0.00000	-8.2503
59	MVar Reactive Power Gen.	Mvar	11.29	0.00	-0.00443	-0.00002	0.00000	-0.0001
60	Pe Aux.Power Des. 400	kW	414	0.00	-0.00972	-0.00170	0.00000	-0.1005
61	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	509	0.00	-0.00972	-0.00209	0.00000	-0.1237
62	M Feed Water Boiler (Meth	kg/s	218	0.00	10.9180	1.00459	0.00000	47.5392
63			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
69			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Base Efficiency						2366.1 kcal/kWh		
Random Component of Uncertainty of Result						2.451 kcal/kWh		
Systematic Component Uncertainty of Result						52.55 kcal/kWh		
Student's t Value for Overall Degrees of Freedom for Test						2.00		
Total Uncertainty						105.21 kcal/kWh		
Total Uncertainty						4.45 %		



**APÉNDICE H2 RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION TEST NO.2
(237 MW) / RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE PRUEBA NO.2 (237 MW)**

Measured Parameters	Unit	Average Value	Standard Deviation	Absolute Sensitivity Coefficient	Relative Sensitivity Coefficient	Random Uncertainty of Result	Systematic Uncertainty of Result	
1	P Barometer	bar(a)	1.1247	0.0001	-1.75880	-0.00082	-0.00002	-0.00176
2	T Ambient Temp.	°C	11.37	0.2705	-0.14291	-0.00068	-0.00353	-0.07146
3	X Rel.Humidity	%	90.25	0.8449	0.02192	0.00082	0.00169	0.04384
4	dP HP FW Inlet Boiler	mbar	323.82	3.4645	3.72910	0.50286	1.17938	6.03780
5	P HP FW Inlet Boiler	bar(g)	174.73	0.5272	0.12836	0.00934	0.00618	0.12964
6	T HP FW Inlet Boiler	°C	245.32	0.1302	-6.99300	-0.71439	-0.08310	-13.9860
7	dP HP Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	P HP Spray W. Boiler	bar(g)	177.08	0.5904	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	T HP Spray W.Boiler	°C	49.26	1.1392	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	dP RH Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	P RH Spray W.Boiler	bar(g)	90.49	0.2960	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
12	T RH Spray W.Boiler	°C	185.17	0.2904	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	P Auxiliary Steam	bar(g)	170.24	0.5594	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	T Auxiliary Steam	°C	417.06	2.3181	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
15	P Extraction HPH#6	bar(g)	36.86	0.1077	-0.03637	-0.00056	-0.00036	-0.03673
16	T Extraction HPH#6	°C	323.60	0.9870	0.03355	0.00452	0.00302	0.06711
17	T FW Inlet HPH#6	°C	213.54	0.0863	0.83796	0.07451	0.00660	1.67592
18	T Drain HPH#6	°C	218.36	0.0730	-0.05950	-0.00541	-0.00040	-0.11900
19	T HP Steam Outl.Boiler	°C	516.50	1.9497	2.59830	0.55885	0.46245	6.49575
20	P HP Steam Outl.Boiler	bar(g)	161.14	0.4468	-1.12320	-0.07537	-0.04581	-1.13443
21	T Cold RH Outl.ST	°C	325.26	3.1427	-2.12370	-0.28764	-0.60926	-4.24740
22	P Cold RH Inl.Boiler	bar(g)	37.01	0.1077	2.25790	0.03480	0.02221	2.28048
23	P Hot RH Outl.Boiler	bar(g)	35.35	0.1042	-0.89390	-0.01316	-0.00851	-0.90284
24	T Hot RH Outl.Boiler	°C	508.8	1.2922	1.87090	0.39639	0.22070	4.67725
25	T CW Inlet Cond	°C	12.64	0.0162	0.00962	0.00005	0.00001	0.00481
25	T CW Inlet Cond	°C	12.57	0.0168	0.00962	0.00005	0.00001	0.00481
26	P Con. Aux. Header2	bar(g)	21.17	0.1386	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
27	T Con. Aux. Header2	°C	26.12	0.0353	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
28	P Aux. Steam SDA	bar(g)	7.99	0.0316	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
29	T Aux. Steam SDA	°C	185.0	7.4229	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
30	T Exh.Inl.Air Heat	°C	358.6	0.4451	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	T Exh.Outl.Air Heat.	°C	131.8	6.8735	-1.6348	-0.08974	-1.32423	-4.08689
32	O2 Oxygen Inl.Air Heat.	vol % dry	3.36	0.1596	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
33	O2 Oxygen Outl.Air Heat.Avg	vol % dry	7.77	1.2145	-12.624	-0.04085	-1.80692	-9.80881
34	CO Outl.Air Heat. Avg	ppm	197.0	15.97	-0.01381	-0.00113	-0.02599	-0.27205
35	C Content Coal (Ultim.)	wt%	66.08	0.00	-2.1834	-0.06008	0.00000	-1.80346
36	H Content Coal (Ultim.)	wt%	4.58	0.00	-29.691	-0.05663	0.00000	-0.20398
37	S Content Coal (Ultim.)	wt%	0.46	0.00	-0.82	-0.00016	0.00000	-0.00026
38	N Content Coal (Ultim.)	wt%	1.26	0.00	-0.08	-0.00004	0.00000	-0.00009
39	O Content Coal (Ultim.)	wt%	7.54	0.00	0.753	0.00237	0.00000	0.01023
40	W H2O in Coal (Proxim.)	wt%	14.89	0.00	-2.710	-0.01681	0.00000	-0.14528
41	A Ash in Coal (Proxim.)	wt%	5.20	0.00	-2.442	-0.00529	0.00000	-0.01775
42	V Volatile Coal(Proxim.)	wt%	34.49	0.00	-0.0242	-0.00035	0.00000	0.00000
43	C Fixed Carbon (Proxim.)	wt%	45.42	0.00	-0.0105	-0.00020	0.00000	-0.00594
44	Ub Unburn.Bottom Ash	%	3.34	0.00	-0.294	-0.00041	0.00000	-0.00993
45	Ub Unburn.Fly-Ash	%	7.07	0.00	-1.663	-0.00489	0.00000	-0.23575
46	HHV Value of Coal	kJ/kg	26330.8	0.00	0.01281	0.14042	0.00000	3.94998
47	T Cold Prim.Air Avg	°C	25.46	0.3025	0.567	0.00601	0.01107	0.28354
48	T Cold Sec.Air In ST Hea	°C	15.59	0.3511	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
49	T Cold Sec.Air	°C	18.19	1.6558	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
50	T Hot Prim.Air Avg	°C	303.99	0.1769	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	T Hot Sec.Air Avg	°C	308.77	0.2365	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	M Hot Sec.Airflow Avg	t/h	605.10	2.4277	-0.00162	-0.00041	-0.00036	-0.01965
53	M Prim.Air Mill Avg.	t/h	200.60	0.7174	0.0049	0.00041	0.00032	0.01975
54	Pe Power Input Boiler	MJ/h	4410	0.00	0.00125	0.00230	0.00000	0.27578
55	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.00	-1.97530	-0.00011	0.00000	-0.01343
56	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	0.00	-2.86170	-0.00309	0.00000	-0.37088
57	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	237320	0.00	-0.00001	-0.00106	0.00000	-0.00894
58	Net Power Unit (kWh)	kW	215913	0.00	-0.01107	-0.99568	0.00000	-8.36886
59	MVar Reactive Power Gen.	Mvar	22.34	0.00	-0.01022	-0.00010	0.00000	-0.0005
60	Pe Aux.Power Des. 400	kW	426	0.00	-0.01107	-0.00197	0.00000	-0.1180
61	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	503	0.00	-0.01107	-0.00232	0.00000	-0.1392
62	M Feed Water Boiler (Metho	kg/s	198	0.00	12.1960	1.00482	0.00000	48.2596
63			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
69			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Base Efficiency							2401.4 kcal/kWh	
Random Component of Uncertainty of Result							2.656 kcal/kWh	
Systematic Component Uncertainty of Result							53.44 kcal/kWh	
Student's t Value for Overall Degrees of Freedom for Test							2.00	
Total Uncertainty							107.01 kcal/kWh	
Total Uncertainty							4.46 %	



**APÉNDICE H3 RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION TEST NO.3
(206 MW) / RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE PRUEBA NO.3 (206 MW)**

Measured Parameters	Unit	Average Value	Standard Deviation	Absolute Sensitivity Coefficient	Relative Sensitivity Coefficient	Random Uncertainty of Result	Systematic Uncertainty of Result	
1	P Barometer	bar(a)	1.1257	0.0002	-1.73410	-0.00080	-0.00004	-0.00173
2	T Ambient Temp.	°C	10.85	0.5913	-0.14946	-0.00066	-0.00807	-0.07473
3	X Rel.Humidity	%	90.57	0.7152	0.02155	0.00080	0.00141	0.04311
4	dP HP FW Inlet Boiler	mbar	241.45	2.3271	5.11230	0.00416	1.08603	6.17170
5	P HP FW Inlet Boiler	bar(g)	166.94	0.8488	0.11780	0.00803	0.00913	0.11898
6	T HP FW Inlet Boiler	°C	238.53	0.1323	-6.89410	-0.67168	-0.08325	-13.7882
7	dP HP Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	P HP Spray W. Boiler	bar(g)	168.68	0.8316	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	T HP Spray W.Boiler	°C	52.17	1.1761	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	dP RH Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	P RH Spray W.Boiler	bar(g)	85.48	0.4022	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
12	T RH Spray W.Boiler	°C	179.47	0.1453	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	P Auxiliary Steam	bar(g)	162.94	0.8160	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	T Auxiliary Steam	°C	420.21	1.9229	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
15	P Extraction HPH#6	bar(g)	31.97	0.0747	-0.03209	-0.00042	-0.00022	-0.03241
16	T Extraction HPH#6	°C	324.24	0.9902	0.02953	0.00391	0.00267	0.05907
17	T FW Inlet HPH#6	°C	207.44	0.0435	0.80333	0.06806	0.00319	1.60666
18	T Drain HPH#6	°C	211.40	0.2063	-0.05400	-0.00466	-0.00102	-0.10800
19	T HP Steam Outl.Boiler	°C	520.78	2.1191	2.56420	0.54544	0.49604	6.41050
20	P HP Steam Outl.Boiler	bar(g)	155.61	0.8256	-1.09720	-0.06974	-0.08270	-1.10817
21	T Cold RH Outl.ST	°C	325.85	3.1421	-2.02860	-0.26999	-0.58188	-4.05720
22	P Cold RH Inl.Boiler	bar(g)	32.06	0.0832	2.15810	0.02826	0.01640	2.17968
23	P Hot RH Outl.Boiler	bar(g)	30.61	0.0795	-0.88113	-0.01102	-0.00639	-0.88994
24	T Hot RH Outl.Boiler	°C	509.2	1.8487	1.84310	0.38336	0.31104	4.60775
25	T CW Inlet Cond	°C	12.90	0.1194	-0.00816	-0.00004	-0.00009	-0.00408
25	T CW Inlet Cond	°C	12.86	0.0658	-0.00816	-0.00004	-0.00005	-0.00408
26	P Con. Aux. Header2	bar(g)	21.88	0.0030	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
27	T Con. Aux. Header2	°C	25.43	0.0488	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
28	P Aux. Steam SDA	bar(g)	8.00	0.0230	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
29	T Aux. Steam SDA	°C	185.0	7.6000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
30	T Exh.Inl.Air Heat	°C	348.3	0.5466	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	T Exh.Outl.Air Heat.	°C	126.5	6.0601	-1.7664	-0.09127	-1.26154	-4.41595
32	O2 Oxygen Inl.Air Heat.	vol % dry	3.78	0.2360	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
33	O2 Oxygen Outl.Air Heat.Avg	vol % dry	8.57	1.2446	-13.780	-0.04824	-2.02128	-11.80977
34	CO Outl.Air Heat. Avg	ppm	104.0	9.67	-0.01261	-0.00054	-0.01437	-0.13116
35	C Content Coal (Ultim.)	wt%	66.20	0.00	-2.2234	-0.06012	0.00000	-1.83990
36	H Content Coal (Ultim.)	wt%	4.59	0.00	-30.190	-0.05660	0.00000	-0.20786
37	S Content Coal (Ultim.)	wt%	0.45	0.00	-0.27	-0.00005	0.00000	-0.00009
38	N Content Coal (Ultim.)	wt%	1.23	0.00	0.12	0.00006	0.00000	0.00013
39	O Content Coal (Ultim.)	wt%	7.48	0.00	0.796	0.00243	0.00000	0.01072
40	W H2O in Coal (Proxim.)	wt%	14.45	0.00	-2.750	-0.01623	0.00000	-0.14306
41	A Ash in Coal (Proxim.)	wt%	5.60	0.00	-2.343	-0.00536	0.00000	-0.01834
42	V Volatile Coal(Proxim.)	wt%	34.61	0.00	-0.0183	-0.00026	0.00000	0.00000
43	C Fixed Carbon (Proxim.)	wt%	45.34	0.00	-0.0055	-0.00010	0.00000	-0.00312
44	Ub Unburn.Bottom Ash	%	3.55	0.00	-0.250	-0.00036	0.00000	-0.00898
45	Ub Unburn.Fly-Ash	%	6.69	0.00	-1.779	-0.00486	0.00000	-0.23874
46	HHV Value of Coal	kJ/kg	26364.3	0.00	0.01303	0.14028	0.00000	4.02303
47	T Cold Prim.Air Avg	°C	25.12	0.6081	0.656	0.00673	0.02574	0.32791
48	T Cold Sec.Air In ST Hea	°C	15.08	0.6645	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
49	T Cold Sec.Air	°C	19.34	0.8545	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
50	T Hot Prim.Air Avg	°C	296.36	0.3818	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	T Hot Sec.Air Avg	°C	300.36	0.3999	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	M Hot Sec.Airflow Avg	t/h	542.50	2.7210	-0.00095	-0.00021	-0.00024	-0.01032
53	M Prim.Air Mill Avg.	t/h	187.90	0.7878	0.0055	0.00042	0.00039	0.02049
54	Pe Power Input Boiler	MJ/h	4291	0.00	0.00151	0.00265	0.00000	0.32477
55	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.00	-2.24380	-0.00012	0.00000	-0.01526
56	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	0.00	-3.35200	-0.00355	0.00000	-0.43442
57	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	206153	0.00	-0.00001	-0.00108	0.00000	-0.00929
58	Net Power Unit (kWh)	kW	186108	0.00	-0.01309	-0.99512	0.00000	-8.5272
59	MVar Reactive Power Gen.	Mvar	14.46	0.00	-0.00824	-0.00005	0.00000	-0.0002
60	Pe Aux.Power Des. 400	kW	384	0.00	-0.01309	-0.00205	0.00000	-0.1257
61	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	518	0.00	-0.01309	-0.00277	0.00000	-0.1695
62	M Feed Water Boiler (Metho	kg/s	172	0.00	14.3680	1.00734	0.00000	49.3253
63			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
69			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Base Efficiency						2448.3 kcal/kWh		
Random Component of Uncertainty of Result						2.748 kcal/kWh		
Systematic Component Uncertainty of Result						54.78 kcal/kWh		
Student's t Value for Overall Degrees of Freedom for Test						2.00		
Total Uncertainty						109.70 kcal/kWh		
Total Uncertainty						4.48 %		



**APÉNDICE H4 RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION TEST NO.4
(176 MW) / RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE PRUEBA NO.4 (176 MW)**

Measured Parameters	Unit	Average Value	Standard Deviation	Absolute Sensitivity Coefficient	Relative Sensitivity Coefficient	Random Uncertainty of Result	Systematic Uncertainty of Result	
1	P Barometer	bar(a)	1.1236	0.0001	-1.46580	-0.00066	-0.00001	-0.00147
2	T Ambient Temp.	°C	7.45	0.3744	-0.17324	-0.00052	-0.00592	-0.08662
3	X Rel.Humidity	%	94.09	0.1665	0.01750	0.00066	0.00027	0.03501
4	dP HP FW Inlet Boiler	mbar	175.69	3.3616	7.19340	0.50458	2.20747	6.31889
5	P HP FW Inlet Boiler	bar(g)	162.81	0.9283	0.10649	0.00692	0.00902	0.10755
6	T HP FW Inlet Boiler	°C	231.17	0.2693	-6.79730	-0.62737	-0.16708	-13.5946
7	dP HP Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	P HP Spray W. Boiler	bar(g)	164.11	1.0012	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	T HP Spray W.Boiler	°C	45.12	0.8336	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	dP RH Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	P RH Spray W.Boiler	bar(g)	82.52	0.4823	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
12	T RH Spray W.Boiler	°C	173.05	0.0910	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	P Auxiliary Steam	bar(g)	153.36	0.9603	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	T Auxiliary Steam	°C	419.74	2.1310	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
15	P Extraction HPH#6	bar(g)	27.41	0.0864	-0.02778	-0.00030	-0.00022	-0.02806
16	T Extraction HPH#6	°C	324.17	1.0902	0.02544	0.00329	0.00253	0.05088
17	T FW Inlet HPH#6	°C	201.00	0.1523	0.75453	0.06055	0.01049	1.50906
18	T Drain HPH#6	°C	204.09	0.2495	-0.04770	-0.00389	-0.00109	-0.09540
19	T HP Steam Outl.Boiler	°C	522.53	2.1005	2.54420	0.53079	0.48785	6.36050
20	P HP Steam Outl.Boiler	bar(g)	147.42	0.9306	-1.08870	-0.06408	-0.09249	-1.09959
21	T Cold RH Outl.ST	°C	325.89	3.2028	-1.98490	-0.25827	-0.58034	-3.96980
22	P Cold RH Inl.Boiler	bar(g)	27.45	0.0875	2.11650	0.02319	0.01690	2.13767
23	P Hot RH Outl.Boiler	bar(g)	26.19	0.0839	-0.90511	-0.00946	-0.00693	-0.91416
24	T Hot RH Outl.Boiler	°C	503.6	2.0425	1.85050	0.37210	0.34503	4.62625
25	T CW Inlet Cond	°C	12.26	0.0563	-1.41670	-0.00693	-0.00728	-0.70835
25	T CW Inlet Cond	°C	12.22	0.0459	-1.41670	-0.00691	-0.00594	-0.70835
26	P Con. Aux. Header2	bar(g)	23.19	0.0981	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
27	T Con. Aux. Header2	°C	23.64	0.1583	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
28	P Aux. Steam SDA	bar(g)	7.97	0.0320	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
29	T Aux. Steam SDA	°C	184.1	6.9514	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
30	T Exh.Inl.Air Heat	°C	340.2	0.3214	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	T Exh.Outl.Air Heat.	°C	124.3	5.5799	-1.8070	-0.08969	-1.18831	-4.51760
32	O2 Oxygen Inl.Air Heat.	vol % dry	4.02	0.2307	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
33	O2 Oxygen Outl.Air Heat.Avg	vol % dry	8.55	1.0884	-14.300	-0.04881	-1.83418	-12.22610
34	CO Outl.Air Heat. Avg	ppm	115.0	9.01	-0.01541	-0.00071	-0.01636	-0.17716
35	C Content Coal (Ultim.)	wt%	66.58	0.00	-2.2790	-0.06058	0.00000	-1.89669
36	H Content Coal (Ultim.)	wt%	4.60	0.00	-30.819	-0.05660	0.00000	-0.21265
37	S Content Coal (Ultim.)	wt%	0.44	0.00	-0.85	-0.00015	0.00000	-0.00026
38	N Content Coal (Ultim.)	wt%	1.26	0.00	-0.09	-0.00004	0.00000	-0.00010
39	O Content Coal (Ultim.)	wt%	7.53	0.00	0.780	0.00235	0.00000	0.01057
40	W H2O in Coal (Proxim.)	wt%	14.72	0.00	-2.832	-0.01665	0.00000	-0.15009
41	A Ash in Coal (Proxim.)	wt%	4.86	0.00	-2.116	-0.00411	0.00000	-0.01438
42	V Volatile Coal(Proxim.)	wt%	34.61	0.00	-0.0322	-0.00045	0.00000	0.00000
43	C Fixed Carbon (Proxim.)	wt%	45.81	0.00	-0.0139	-0.00025	0.00000	-0.00797
44	Ub Unburn.Bottom Ash	%	3.02	0.00	-0.279	-0.00034	0.00000	-0.00853
45	Ub Unburn.Fly-Ash	%	5.80	0.00	-1.579	-0.00366	0.00000	-0.18365
46	HHV Value of Coal	kJ/kg	26431.3	0.00	0.01321	0.13943	0.00000	4.09060
47	T Cold Prim.Air Avg	°C	21.10	0.3490	0.658	0.00554	0.01483	0.32909
48	T Cold Sec.Air In ST Hea	°C	11.46	0.2859	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
49	T Cold Sec.Air	°C	17.14	2.1171	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
50	T Hot Prim.Air Avg	°C	292.96	0.2170	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	T Hot Sec.Air Avg	°C	295.82	0.1384	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	M Hot Sec.Airflow Avg	t/h	451.50	2.8180	-0.00134	-0.00024	-0.00034	-0.01210
53	M Prim.Air Mill Avg.	t/h	180.00	0.6881	0.0034	0.00024	0.00021	0.01215
54	Pe Power Input Boiler	MJ/h	4183	0.00	0.00172	0.00287	0.00000	0.35891
55	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.00	-2.52460	-0.00014	0.00000	-0.01717
56	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	0.00	-3.96750	-0.00411	0.00000	-0.51419
57	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	176044	0.00	-0.00002	-0.00107	0.00000	-0.00940
58	Net Power Unit (kWh)	kW	157490	0.00	-0.01581	-0.99414	0.00000	-8.7147
59	MVar Reactive Power Gen.	Mvar	14.19	0.00	-0.01033	-0.00006	0.00000	-0.0003
60	Pe Aux.Power Des. 400	kW	407	0.00	-0.01581	-0.00257	0.00000	-0.1607
61	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	506	0.00	-0.01581	-0.00319	0.00000	-0.1999
62	M Feed Water Boiler (Metho	kg/s	147	0.00	17.1550	1.00803	0.00000	50.4940
63			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
69			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Base Efficiency						2504.6 kcal/kWh		
Random Component of Uncertainty of Result						3.222 kcal/kWh		
Systematic Component Uncertainty of Result						55.94 kcal/kWh		
Student's t Value for Overall Degrees of Freedom for Test						2.00		
Total Uncertainty						112.06 kcal/kWh		
Total Uncertainty						4.47 %		



**APÉNDICE H5 RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION TEST NO.5
(146 MW) / RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE PRUEBA NO.5 (146 MW)**



Measured Parameters	Unit	Average Value	Standard Deviation	Absolute Sensitivity Coefficient	Relative Sensitivity Coefficient	Random Uncertainty of Result	Systematic Uncertainty of Result	
1	P Barometer	bar(a)	1.1200	0.0001	-1.91210	-0.00083	-0.00001	-0.00191
2	T Ambient Temp.	°C	10.73	0.2130	-0.15077	-0.00063	-0.00293	-0.07539
3	X Rel.Humidity	%	94.79	0.1792	0.02259	0.00083	0.00037	0.04519
4	dP HP FW Inlet Boiler	mbar	117.59	2.3164	11.02000	0.50393	2.33025	6.47908
5	P HP FW Inlet Boiler	bar(g)	152.70	1.0921	0.09620	0.00571	0.00959	0.09716
6	T HP FW Inlet Boiler	°C	222.86	0.1740	-6.68430	-0.57931	-0.10618	-13.3686
7	dP HP Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	P HP Spray W. Boiler	bar(g)	153.58	1.1478	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	T HP Spray W.Boiler	°C	39.92	0.8886	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	dP RH Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	P RH Spray W.Boiler	bar(g)	76.72	0.5575	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
12	T RH Spray W.Boiler	°C	165.85	0.2824	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	P Auxiliary Steam	bar(g)	143.40	1.0345	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	T Auxiliary Steam	°C	411.04	2.1248	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
15	P Extraction HPH#6	bar(g)	22.84	0.0541	-0.02363	-0.00021	-0.00012	-0.02387
16	T Extraction HPH#6	°C	328.71	0.9847	0.02207	0.00282	0.00198	0.04415
17	T FW Inlet HPH#6	°C	193.92	0.1451	0.72500	0.05468	0.00960	1.45000
18	T Drain HPH#6	°C	196.13	0.0697	-0.04259	-0.00325	-0.00027	-0.08518
19	T HP Steam Outl.Boiler	°C	529.42	1.7816	2.48500	0.51163	0.40416	6.21250
20	P HP Steam Outl.Boiler	bar(g)	139.04	1.0211	-1.04450	-0.05648	-0.09736	-1.05495
21	T Cold RH Outl.ST	°C	330.71	3.1325	-1.95420	-0.25133	-0.55881	-3.90840
22	P Cold RH Inl.Boiler	bar(g)	22.84	0.0595	2.03410	0.01807	0.01105	2.05444
23	P Hot RH Outl.Boiler	bar(g)	21.78	0.0570	-0.89909	-0.00761	-0.00468	-0.90808
24	T Hot RH Outl.Boiler	°C	509.9	1.7353	1.87710	0.37220	0.29735	4.69275
25	T CW Inlet Cond	°C	12.47	0.0595	-0.00910	-0.00004	-0.00005	-0.00455
25	T CW Inlet Cond	°C	12.35	0.0740	-0.00910	-0.00004	-0.00006	-0.00455
26	P Con. Aux. Header2	bar(g)	25.14	0.0629	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
27	T Con. Aux. Header2	°C	23.14	0.0185	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
28	P Aux. Steam SDA	bar(g)	7.94	0.0473	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
29	T Aux. Steam SDA	°C	185.0	7.5458	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
30	T Exh.Inl.Air Heat	°C	324.7	0.5080	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	T Exh.Outl.Air Heat.	°C	127.8	5.3356	-1.8848	-0.09365	-1.18515	-4.71196
32	O2 Oxygen Inl.Air Heat.	vol % dry	3.55	0.1958	0.00001	0.00000	0.00000	0.00000
33	O2 Oxygen Outl.Air Heat.Avg	vol % dry	8.77	1.1177	-15.189	-0.05180	-2.00080	-13.32107
34	CO Outl.Air Heat. Avg	ppm	115.0	7.22	-0.01602	-0.00072	-0.01364	-0.18423
35	C Content Coal (Ultim.)	wt%	65.57	0.00	-2.3924	-0.06101	0.00000	-1.96091
36	H Content Coal (Ultim.)	wt%	4.57	0.00	-32.103	-0.05705	0.00000	-0.22006
37	S Content Coal (Ultim.)	wt%	0.45	0.00	-0.90	-0.00016	0.00000	-0.00028
38	N Content Coal (Ultim.)	wt%	1.26	0.00	-0.09	-0.00005	0.00000	-0.00011
39	O Content Coal (Ultim.)	wt%	7.82	0.00	0.816	0.00248	0.00000	0.01149
40	W H2O in Coal (Proxim.)	wt%	14.67	0.00	-2.932	-0.01673	0.00000	-0.15483
41	A Ash in Coal (Proxim.)	wt%	5.66	0.00	-1.670	-0.00368	0.00000	-0.01322
42	V Volatile Coal(Proxim.)	wt%	34.39	0.00	-0.0273	-0.00036	0.00000	0.00000
43	C Fixed Carbon (Proxim.)	wt%	45.29	0.00	-0.0118	-0.00021	0.00000	-0.00668
44	Ub Unburn.Bottom Ash	%	3.38	0.00	-0.328	-0.00043	0.00000	-0.01120
45	Ub Unburn.Fly-Ash	%	4.18	0.00	-1.852	-0.00301	0.00000	-0.15530
46	HHV Value of Coal	kJ/kg	26217.7	0.00	0.01372	0.13985	0.00000	4.21248
47	T Cold Prim.Air Avg	°C	24.21	0.2710	0.759	0.00714	0.01327	0.37930
48	T Cold Sec.Air In ST Hea	°C	15.86	0.1884	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
49	T Cold Sec.Air	°C	22.20	1.8313	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
50	T Hot Prim.Air Avg	°C	286.34	1.0072	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	T Hot Sec.Air Avg	°C	287.90	0.9126	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	M Hot Sec.Airflow Avg	t/h	335.40	3.1811	-0.00090	-0.00012	-0.00026	-0.00605
53	M Prim.Air Mill Avg.	t/h	172.90	0.4318	0.0018	0.00012	0.00007	0.00607
54	Pe Power Input Boiler	MJ/h	4061	0.00	0.00209	0.00331	0.00000	0.42494
55	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.00	-3.04490	-0.00016	0.00000	-0.02071
56	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	0.00	-4.92220	-0.00496	0.00000	-0.63792
57	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	146130	0.00	-0.00002	-0.00112	0.00000	-0.01012
58	Net Power Unit (kWh)	kW	129117	0.00	-0.01977	-0.99271	0.00000	-8.9343
59	MVar Reactive Power Gen.	Mvar	4.60	0.00	-0.00459	-0.00001	0.00000	0.00000
60	Pe Aux.Power Des. 400	kW	421	0.00	-0.01977	-0.00324	0.00000	-0.2082
61	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	507	0.00	-0.01977	-0.00390	0.00000	-0.2507
62	M Feed Water Boiler (Metho	kg/s	121	0.00	21.3890	1.00657	0.00000	51.7657
63			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
69			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Base Efficiency						2571.4 kcal/kWh		
Random Component of Uncertainty of Result						3.380 kcal/kWh		
Systematic Component Uncertainty of Result						57.33 kcal/kWh		
Student's t Value for Overall Degrees of Freedom for Test						2.00		
Total Uncertainty						114.86 kcal/kWh		
Total Uncertainty						4.47 %		



**APÉNDICE H6 RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION TEST NO.6
(115 MW) / RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE PRUEBA NO.6 (115 MW)**

Measured Parameters	Unit	Average Value	Standard Deviation	Absolute Sensitivity Coefficient	Relative Sensitivity Coefficient	Random Uncertainty of Result	Systematic Uncertainty of Result	
1	P Barometer	bar(a)	1.1246	0.0003	-1.61440	-0.00067	-0.00004	-0.00161
2	T Ambient Temp.	°C	7.96	0.3314	-0.18367	-0.00054	-0.00556	-0.09184
3	X Rel.Humidity	%	93.97	0.2109	0.01932	0.00067	0.00037	0.03864
4	dP HP FW Inlet Boiler	mbar	78.56	1.8763	17.31100	0.50507	2.96507	6.79974
5	P HP FW Inlet Boiler	bar(g)	142.57	0.5571	0.08246	0.00437	0.00419	0.08328
6	T HP FW Inlet Boiler	°C	211.48	0.0972	-6.82110	-0.53573	-0.06051	-13.6422
7	dP HP Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	P HP Spray W. Boiler	bar(g)	143.15	0.5525	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	T HP Spray W.Boiler	°C	48.07	1.4932	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	dP RH Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	P RH Spray W.Boiler	bar(g)	71.02	0.2643	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
12	T RH Spray W.Boiler	°C	157.56	0.1005	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	P Auxiliary Steam	bar(g)	133.40	0.4737	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	T Auxiliary Steam	°C	403.99	1.9302	0.00197	0.00030	0.00035	0.00494
15	P Extraction HPH#6	bar(g)	18.17	0.0329	-0.02487	-0.00017	-0.00007	-0.02511
16	T Extraction HPH#6	°C	302.73	1.0107	0.02013	0.00226	0.00186	0.04025
17	T FW Inlet HPH#6	°C	184.35	0.0813	0.71484	0.04894	0.00531	1.42968
18	T Drain HPH#6	°C	186.00	0.0079	-0.03874	-0.00268	-0.00003	-0.07748
19	T HP Steam Outl.Boiler	°C	504.03	1.7800	2.66520	0.49891	0.43306	6.66300
20	P HP Steam Outl.Boiler	bar(g)	130.10	0.4484	-1.23080	-0.05947	-0.05038	-1.24311
21	T Cold RH Outl.ST	°C	304.72	2.9734	-2.04180	-0.23107	-0.55422	-4.08360
22	P Cold RH Inl.Boiler	bar(g)	18.13	0.0318	2.45230	0.01651	0.00713	2.47682
23	P Hot RH Outl.Boiler	bar(g)	17.28	0.0314	-1.07250	-0.00688	-0.00307	-1.08323
24	T Hot RH Outl.Boiler	°C	474.2	1.2056	1.95240	0.34382	0.21488	4.88100
25	T CW Inlet Cond	°C	12.29	0.0242	-0.02707	-0.00012	-0.00006	-0.01354
25	T CW Inlet Cond	°C	12.21	0.0215	-0.02707	-0.00012	-0.00005	-0.01354
26	P Con. Aux. Header2	bar(g)	26.37	0.0417	0.00002	0.00000	0.00000	0.00002
27	T Con. Aux. Header2	°C	21.94	0.0501	0.00069	0.00001	0.00000	0.00069
28	P Aux. Steam SDA	bar(g)	7.97	0.0529	-0.00204	-0.00001	-0.00001	-0.00206
29	T Aux. Steam SDA	°C	185.1	7.1916	0.00021	0.00001	0.00014	0.00042
30	T Exh.Inl.Air Heat	°C	301.0	0.8728	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	T Exh.Outl.Air Heat.	°C	119.0	3.8990	-2.1065	-0.09310	-0.96794	-5.26625
32	O2 Oxygen Inl.Air Heat.	vol % dry	4.87	0.2927	0.00002	0.00000	0.00000	0.00000
33	O2 Oxygen Outl.Air Heat.Avg	vol % dry	9.78	0.8913	-16.260	-0.05906	-1.70785	-15.90200
34	CO Outl.Air Heat. Avg	ppm	108.0	7.16	-0.01811	-0.00073	-0.01528	-0.19561
35	C Content Coal (Ultim.)	wt%	66.21	0.00	-2.1807	-0.05362	0.00000	-1.80482
36	H Content Coal (Ultim.)	wt%	4.62	0.00	-31.985	-0.05488	0.00000	-0.22165
37	S Content Coal (Ultim.)	wt%	0.45	0.00	-0.82	-0.00014	0.00000	-0.00026
38	N Content Coal (Ultim.)	wt%	1.28	0.00	-0.10	-0.00005	0.00000	-0.00011
39	O Content Coal (Ultim.)	wt%	7.60	0.00	0.733	0.00207	0.00000	0.01003
40	W H2O in Coal (Proxim.)	wt%	14.80	0.00	-3.007	-0.01653	0.00000	-0.16021
41	A Ash in Coal (Proxim.)	wt%	5.04	0.00	-2.132	-0.00399	0.00000	-0.01502
42	V Volatile Coal(Proxim.)	wt%	34.46	0.00	-0.0333	-0.00043	0.00000	0.00000
43	C Fixed Carbon (Proxim.)	wt%	45.70	0.00	-0.0144	-0.00024	0.00000	-0.00822
44	Ub Unburn.Bottom Ash	%	3.30	0.00	-0.308	-0.00038	0.00000	-0.01028
45	Ub Unburn.Fly-Ash	%	5.35	0.00	-1.741	-0.00346	0.00000	-0.18680
46	HHV Value of Coal	kJ/kg	26523.4	0.00	0.01325	0.13056	0.00000	4.11788
47	T Cold Prim.Air Avg	°C	22.21	0.1401	0.807	0.00665	0.00730	0.40333
48	T Cold Sec.Air In ST Hea	°C	13.35	0.1478	0.05439	0.00027	0.00052	0.02720
49	T Cold Sec.Air	°C	42.04	7.2466	-0.05447	-0.00085	-0.02548	-0.02724
50	T Hot Prim.Air Avg	°C	263.78	0.7998	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	T Hot Sec.Air Avg	°C	265.33	0.8321	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	M Hot Sec.Airflow Avg	t/h	312.40	2.3776	0.00988	0.00115	0.00214	0.06172
53	M Prim.Air Mill Avg.	t/h	136.50	0.7518	-0.0227	-0.00115	-0.00156	-0.06197
54	Pe Power Input Boiler	MJ/h	3380	0.00	0.00269	0.00338	0.00000	0.45487
55	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.00	-3.66910	-0.00019	0.00000	-0.02495
56	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	0.00	-6.22700	-0.00599	0.00000	-0.80702
57	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	115209	0.00	-0.00002	-0.00106	0.00000	-0.00997
58	Net Power Unit (kWh)	kW	99290	0.00	-0.02686	-0.99036	0.00000	-9.3332
59	MVar Reactive Power Gen.	Mvar	13.55	0.00	-0.02037	-0.00010	0.00000	-0.0006
60	Pe Aux.Power Des. 400	kW	430	0.00	-0.02686	-0.00429	0.00000	-0.2890
61	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	512	0.00	-0.02686	-0.00510	0.00000	-0.3435
62	M Feed Water Boiler (Metho	kg/s	100	0.00	27.2690	1.00879	0.00000	54.3253
63			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
69			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Base Efficiency						2692.6 kcal/kWh		
Random Component of Uncertainty of Result						3.632 kcal/kWh		
Systematic Component Uncertainty of Result						60.57 kcal/kWh		
Student's t Value for Overall Degrees of Freedom for Test						2.00		
Total Uncertainty						121.36 kcal/kWh		
Total Uncertainty						4.51 %		



**APÉNDICE H7 RESULTS UNCERTAINTY CALCULATION TEST NO.7
(82 MW) / RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA
INCERTIDUMBRE PRUEBA NO.7 (82 MW)**



Measured Parameters	Unit	Average Value	Standard Deviation	Absolute Sensitivity Coefficient	Relative Sensitivity Coefficient	Random Uncertainty of Result	Systematic Uncertainty of Result	
1	P Barometer	bar(a)	1.1219	0.0000	-1.79930	-0.00068	-0.00001	-0.00180
2	T Ambient Temp.	°C	8.35	0.3195	-0.20213	-0.00057	-0.00589	-0.10107
3	X Rel.Humidity	%	94.58	0.1296	0.02134	0.00068	0.00025	0.04269
4	dP HP FW Inlet Boiler	mbar	42.58	1.7163	35.52300	0.50893	5.56565	7.56217
5	P HP FW Inlet Boiler	bar(g)	131.78	0.5420	0.07194	0.00319	0.00356	0.07266
6	T HP FW Inlet Boiler	°C	197.34	0.0726	-7.16550	-0.47583	-0.04752	-14.3310
7	dP HP Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	P HP Spray W. Boiler	bar(g)	132.07	0.5920	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	T HP Spray W.Boiler	°C	48.45	1.3435	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	dP RH Spray W. Boiler	mbar	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	P RH Spray W.Boiler	bar(g)	65.18	0.2914	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
12	T RH Spray W.Boiler	°C	147.09	0.0781	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	P Auxiliary Steam	bar(g)	122.66	0.3948	-0.08054	-0.00332	-0.00290	-0.08135
14	T Auxiliary Steam	°C	404.05	1.9201	0.12987	0.01766	0.02276	0.32468
15	P Extraction HPH#6	bar(g)	13.20	0.0191	-0.02262	-0.00010	-0.00004	-0.02284
16	T Extraction HPH#6	°C	301.56	0.8260	0.01816	0.00184	0.00137	0.03631
17	T FW Inlet HPH#6	°C	172.08	0.0658	0.74358	0.04306	0.00446	1.48716
18	T Drain HPH#6	°C	173.26	0.0096	-0.03595	-0.00210	-0.00003	-0.07190
19	T HP Steam Outl.Boiler	°C	504.27	1.2992	2.72400	0.46222	0.32308	6.81000
20	P HP Steam Outl.Boiler	bar(g)	120.63	0.4205	-1.26500	-0.05135	-0.04856	-1.27765
21	T Cold RH Outl.ST	°C	304.22	2.9718	-2.09580	-0.21454	-0.56856	-4.19160
22	P Cold RH Inl.Boiler	bar(g)	13.12	0.0207	2.52180	0.01113	0.00477	2.54707
23	P Hot RH Outl.Boiler	bar(g)	12.50	0.0235	-1.12440	-0.00473	-0.00241	-1.13564
24	T Hot RH Outl.Boiler	°C	477.0	1.3169	2.06430	0.33133	0.24817	5.16075
25	T CW Inlet Cond	°C	12.15	0.0082	-1.81410	-0.00742	-0.00136	-0.90705
25	T CW Inlet Cond	°C	12.11	0.0272	-1.81410	-0.00739	-0.00451	-0.90705
26	P Con. Aux. Header2	bar(g)	27.38	0.0576	0.00008	0.00000	0.00000	0.00008
27	T Con. Aux. Header2	°C	21.55	0.0126	0.00348	0.00003	0.00000	0.00348
28	P Aux. Steam SDA	bar(g)	8.02	0.0049	-0.01661	-0.00004	-0.00001	-0.01678
29	T Aux. Steam SDA	°C	186.4	8.7441	0.00334	0.00021	0.00267	0.00669
30	T Exh.Inl.Air Heat	°C	281.8	0.7543	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	T Exh.Outl.Air Heat.	°C	114.6	4.9289	-2.6978	-0.10402	-1.56711	-6.74458
32	O2 Oxygen Inl.Air Heat.	vol % dry	6.26	0.2917	0.00006	0.00000	0.00000	0.00002
33	O2 Oxygen Outl.Air Heat.Avg	vol % dry	11.51	1.0482	-21.968	-0.08508	-2.71364	-25.28542
34	CO Outl.Air Heat. Avg	ppm	104.0	8.05	-0.02352	-0.00082	-0.02232	-0.24458
35	C Content Coal (Ultim.)	wt%	66.20	0.00	-2.1870	-0.04872	0.00000	-1.80976
36	H Content Coal (Ultim.)	wt%	4.59	0.00	-34.449	-0.05321	0.00000	-0.23718
37	S Content Coal (Ultim.)	wt%	0.49	0.00	-0.82	-0.00014	0.00000	-0.00028
38	N Content Coal (Ultim.)	wt%	1.28	0.00	-0.12	-0.00005	0.00000	-0.00014
39	O Content Coal (Ultim.)	wt%	7.65	0.00	0.714	0.00184	0.00000	0.00984
40	W H2O in Coal (Proxim.)	wt%	14.56	0.00	-3.305	-0.01619	0.00000	-0.17325
41	A Ash in Coal (Proxim.)	wt%	5.22	0.00	-3.068	-0.00539	0.00000	-0.02239
42	V Volatile Coal(Proxim.)	wt%	34.64	0.00	-0.0358	-0.00042	0.00000	0.00000
43	C Fixed Carbon (Proxim.)	wt%	45.58	0.00	-0.0155	-0.00024	0.00000	-0.00881
44	Ub Unburn.Bottom Ash	%	4.53	0.00	-0.364	-0.00056	0.00000	-0.01669
45	Ub Unburn.Fly-Ash	%	6.95	0.00	-2.061	-0.00482	0.00000	-0.28726
46	HHV Value of Coal	kJ/kg	26506.6	0.00	0.01403	0.12511	0.00000	4.35526
47	T Cold Prim.Air Avg	°C	24.13	0.0697	1.089	0.00884	0.00490	0.54458
48	T Cold Sec.Air In ST Hea	°C	15.12	0.0810	0.14464	0.00074	0.00076	0.07232
49	T Cold Sec.Air	°C	67.67	5.2533	-0.14510	-0.00330	-0.04920	-0.07255
50	T Hot Prim.Air Avg	°C	246.22	0.3063	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	T Hot Sec.Air Avg	°C	247.96	0.4541	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	M Hot Sec.Airflow Avg	t/h	274.60	3.0511	0.02046	0.00189	0.00570	0.11236
53	M Prim.Air Mill Avg.	t/h	90.16	0.2950	-0.0626	-0.00190	-0.00169	-0.11292
54	Pe Power Input Boiler	MJ/h	2740	0.00	0.00392	0.00361	0.00000	0.53713
55	M Steam Sampling	kg/s	0.136	0.00	-5.34180	-0.00024	0.00000	-0.03632
56	M Unacc. System Leak	kg/s	2.592	0.00	-9.29220	-0.00810	0.00000	-1.20427
57	Pe Gross Pow.Gen (kWh)	kW	82258	0.00	-0.00007	-0.00180	0.00000	-0.01876
58	Net Power Unit (kWh)	kW	67580	0.00	-0.04337	-0.98619	0.00000	-10.2577
59	MVar Reactive Power Gen.	Mvar	14.25	0.00	-0.04132	-0.00020	0.00000	-0.0012
60	Pe Aux.Power Des. 400	kW	414	0.00	-0.04337	-0.00604	0.00000	-0.4485
61	Pe Aux.Power Des. Comp.	kW	509	0.00	-0.04337	-0.00743	0.00000	-0.5519
62	M Feed Water Boiler (Metho	kg/s	74	0.00	40.8620	1.01626	0.00000	60.4022
63			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
69			0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Base Efficiency						2971.8 kcal/kWh		
Random Component of Uncertainty of Result						6.426 kcal/kWh		
Systematic Component Uncertainty of Result						69.50 kcal/kWh		
Student's t Value for Overall Degrees of Freedom for Test						2.00		
Total Uncertainty						139.59 kcal/kWh		
Total Uncertainty						4.70 %		