



INFORME DE DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE LOS PROCESOS DE PARTIDA Y DETENCIÓN DE LAS UNIDADES NUEVA TOCOPILLA

PREPARADO POR: ALBERTO CASTILLO – VICTOR ZAPATA

REVISADO POR: EDINSON BASCUÑAN

30-07-2019

CONTENIDO

1. OBJETIVO
2. DEFINICIONES y ABREVIATURAS
3. ACLARACIONES Y ANTECEDENTES ADICIONALES
4. PROCESO DE PARTIDA Y DETENCIÓN DE UNA UNIDAD GENERADORA
5. PARAMETROS TÉCNICOS REQUERIDOS POR LA DO
6. ANEXOS

1. OBJETIVO

El presente documento tiene como finalidad dar cumplimiento a los artículos 6, 9 y 10 del Anexo técnico “Determinación de Parámetros para los Procesos de Parada y Detención de las Unidades Generadoras”, actualizando dicha información en virtud del nuevo mínimo técnico de las unidades Nueva Tocopilla, el cual quedó establecido en 55 MW, según carta de aceptación DE 01152-18.

La información contenida, es relativa a:

- a) Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de partida.
- b) Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida.
- c) Tiempo requerido para el proceso de partida.
- d) Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de detención.
- e) Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención.
- f) Tiempo requerido para el proceso de detención.
- g) Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido el proceso de partida.

Los valores correspondientes a los ítems anteriores se informan desglosados para cada uno de los siguientes periodos:

1. Desde partida hasta sincronización.
2. Desde sincronización hasta mínimo técnico.
3. Desde mínimo técnico hasta carga base.
4. Desde carga base a desconexión.
5. Desde desconexión hasta término de detención.

2. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Termino	Descripción
Etapa Curtis	Primer estado de álabes de la turbina a vapor de alta presión
FF	Fabric Filter (Filtro de Mangas)
DS 13	Decreto Supremo 13 “Norma de emisiones de Centrales Termoeléctricas
FGD	Desulfurizador de Gases de Combustión
NT01	Unidad 1 Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla
NT02	Unidad 2 Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla
TR	Turborreactor (depurador seco circulante)

3. ACLARACIONES Y ANTECEDENTES ADICIONALES

Las unidades NT01 y NT02 de la Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla, propiedad de Aes Gener S.A, han sufrido modificaciones en sus equipos, ya sea por renovación tecnológica, incorporación de nuevos procesos, o cambios en la lógica de control. Dentro de la incorporación de nuevas tecnologías, se destaca la construcción de un nuevo sistema de abatimiento de gases de SO₂, captación de material particulado y renovación de quemadores de bajo NO_x, todo lo anterior para dar cumplimiento al DS 13.

Con la incorporación de los nuevos sistemas y equipos, que implican modificaciones y mejoras en los procesos, han variado las curvas de arranque y tiempos de operación de las unidades por las características de estos equipos, respecto de los datos referenciales del fabricante.

3.1 Filtro Manga (FF)

Equipo instalado para reemplazar los precipitadores electrostáticos, utilizado para mitigar emisiones de material particulado, presentan una alta eficiencia de captación, y afectan los tiempos de partida y detención.

En una partida muy fría debe acumular la ceniza necesaria y suficiente para suministrar al sistema de recirculación del FGD para la mitigación de SO₂ (se deben acumular 17 ton de ceniza, lo que tarda de 6 a 7 horas, ver anexo F), además ésta debe tener una temperatura promedio de 90 °C, las condiciones se consiguen paulatinamente con la captación de la ceniza en las mangas, y dependerá directamente de las características del carbón combustionado (%ceniza), para determinar los tiempos necesarios para la habilitación del sistema de recirculación.

3.2 Desulfurizador de Gases (FGD)

Equipo instalado para para mitigar emisiones de SO₂, presentan una eficiencia que depende de las características del carbón combustionado (% de azufre) y características de la cal viva que requiere el proceso.

Para la puesta en servicio del sistema, se requiere cumplir con ciertos parámetros de operación; primeramente, la unidad debe tener un flujo de gases mínimo de 800.000 m³/h, los equipos que inyectan cal hidratada deben tener una temperatura adecuada, la cual se va controlando a medida que se realiza la mezcla de cal viva y agua de proceso y finalmente el sistema FF debe tener la cantidad de ceniza suficiente para suministrar al FGD y poder realizar la recirculación. Cumpliendo estos hitos, se inicia la preparación del lecho fluidizado, iniciando con la recirculación de ceniza, continuando la inyección de cal hidratada y finalmente agua de proceso, se continua con la estabilización de parámetros aumentando lentamente la presión diferencial del lecho fluidizado hasta alcanzar la mitigación de SO₂ en valores bajo la norma.

4. PROCESO DE PARTIDA Y DETENCIÓN DE UNA UNIDAD GENERADORA

4.1 Proceso de Partida

El proceso de arranque de las unidades NT01 y NT02, está definido por una serie de etapas, las cuales se describen a continuación:

- Turbina en Virado: Para iniciar el proceso de partida de las unidades de generación la Turbina a Vapor se debe encontrar en condición de virado (giro lento), al menos por 24 horas antes de realizar el reset de turbina.
- Inicia Puesta en Servicio: Hito que define el inicio de todas las actividades asociadas a una puesta en servicio.
- Preparar Niveles: Rellenar con agua desmineralizada y tratada Hotwell, desaireador y domo.
- Realizar pre-cauting de mangas Fabric Filter (capa cake) mediante recirculación de ceniza y cal hidratada entre el reactor y el filtro mangas para tener una superficie de polvo porosa uniforme en las bolsas de filtro para lograr un flujo de aire uniforme y superior con una mayor eficiencia operativa y una protección de la manga contra la humedad, purga de partículas, arrastre de hidrocarburos, cegamiento de bolsas, etc.
- En servicio aire combustión.
- Purgar Caldera.
- Encender Ignitores: Utilización de petróleo diésel.
- Calentamiento de Caldera: Es el proceso en el cual se realiza el aumento gradual de temperatura en metales de caldera, se debe realizar con una tasa de 90 a 110 °C/hr cuando la presión de vapor principal es menor de 50 barg y posterior a esta presión no debe superar una tasa de 55°C/hr. Las principales temperaturas a controlar son: temperatura metal domo, temperatura metal sobrecalentador, temperatura metal recalentador. Esta tasa de calentamiento se controla a través del aporte de combustible a la caldera. Se inicia cuando se enciende caldera y se puede dar por finalizado cuando la temperatura de vapor principal se estabiliza en el punto necesario para su admisión a la turbina, sin embargo, a medida que la temperatura de vapor aumente (se aumentará el aporte de combustible) se debe mantener en observación la temperatura de metales de caldera.
- Alinear Vapor Prensa (20 barg MSV)
- E/S ventilador vapor Prensa
- E/S Eyector Rápido
- Cerrar Rompedora de vacío
- E/S Eyector de Servicio
- Levantar vacío
- Controlar Temperatura vapor principal: Se debe mantener control de la temperatura de vapor principal, para asegurar las condiciones de este al ingreso de la turbina.
- Controlar presión vapor principal: Se debe mantener control de la presión de vapor principal, para asegurar las condiciones de este al ingreso de la turbina.
- Reset Turbina: Punto en el cual se abren las válvulas GV de turbina, manteniendo válvulas MSV cerradas, y por el cual es posible comenzar con la aceleración de turbina para llevarla al punto de velocidad requerido, se efectúa presionando el botón de reset de turbina y finaliza cuando las válvulas GV se encuentran completamente abiertas.

- Empuje Turbina a 500 rpm: Primer punto de espera de turbina, se realizan chequeos preliminares, como comportamiento de expansión, vibraciones, excentricidad, temperatura de aceite (35 °C), y además se da inicio al calentamiento de turbina.
- Rub Check, Verificación EXC Turbina: Etapa en la cual se cierran las válvulas GV de turbina y se verifica en terreno que no existan síntomas de rozamiento entre la parte fija y móvil, mientras la turbina se encuentra girando, una vez verificado se normaliza la condición de válvulas y la turbina retoma su velocidad predeterminada (500 rpm).
- Calentamiento de Turbina: Se deben mantener controlados diversos parámetros de turbina, entre ellos expansión diferencial de turbina HP/IP y LP, expansión de carcasa, excentricidad de turbina, temperatura diferencial de carcasa inferior/superior, temperatura de metal en pernos y válvulas. Todo lo anterior depende directamente de la calidad de vapor que ingresa a la turbina (P° y T°). El proceso de calentamiento de turbina se inicia desde la admisión de vapor a esta y se puede dar por finalizado una vez que esta llega a 65 MW, quedando sólo el periodo de estabilización de parámetros y el aumento de temperatura que se genera al aumentar la carga de la unidad. Cabe señalar que el mayor tiempo de calentamiento de estas Unidades respecto a otras unidades Mitsubishi Heavy Industries, corresponden a diferencias constructivas realizadas por el fabricante a modelos similares de turbinas, en el caso particular nuestras turbinas tuvieron una repotenciación respecto al modelo original, lo cual ha significado mayores exigencias y precauciones durante la etapa de calentamiento en lo referente a las expansiones diferenciales de la turbina, con lo cual se evita poder alcanzar la condición de rozamiento entre los componentes internos de la turbina.
- Empuje turbina a 1100 rpm: Segundo punto de espera de velocidad se establece para realizar calentamiento de aceite de turbina, pasando desde 35 °C a 40 °C, se continúa con el calentamiento de esta.
- Revisar desc Exentr. y T° Aceite: Verificación de desconexión de la medición de excentricidad y aumento de temperatura de aceite.
- Turbina a 2100 rpm: Tercer punto de espera de velocidad, donde se aumenta la admisión de vapor y se continúa con chequeos, como comportamiento de expansión, vibraciones y se continúa con calentamiento de turbina, se da por finalizado una vez que la expansión diferencial de HP/IP se encuentra saturada (es decir ya no sigue aumentando).
- Empuje turbina a 3000 rpm: último punto de espera de velocidad, en el cual se continúa con las verificaciones de expansión, vibraciones, calentamiento y se realizan las coordinaciones previas para el sincronismo de la unidad.
- Verificar cambio de bomba aceite: Verificar entrada en servicio de bomba principal de aceite de turbina y salida de bomba auxiliar.
- Prueba de Bombas Turbina: Se debe verificar partida según (setting de presión) y disponibilidad de bombas de aceite de turbina (bomba de virado, bomba auxiliar y bomba de emergencia).
- Pruebas de Trip en Cabezal Turbina: Verificación de activación de las protecciones de turbina, entre las cuales se encuentran, bajo vacío del condensador, baja presión aceite a descansos, desplazamiento descanso de empuje, sobrevelocidad mecánica (por chorro de aceite) y palanca manual de trip.
- Sincronización de unidad.
- Unidad en carga mínima (7 MW en proceso de partida): Se realizan verificaciones de sincronismos y mantiene control de expansión, vibraciones, continuando con calentamiento de turbina. Inicia preparativos para realizar cambio de combustible (Pasar de petróleo diésel a carbón).

- Transf. a válvulas Gobernadoras: Se realiza cambio en válvulas de turbina, apertura de válvulas MSV y válvulas GV pasan a modo de control de carga, se debe ejecutar cuando la diferencia de temperatura entre de metal entre flange y perno HP se encuentra en un rango de 110 °C y -30°C. Luego de la transferencia de válvulas se inicia aumento de carga de unidad de 7 MW hasta 25 MW con una tasa de 1 MW/min, la principal razón de esta tasa es el control de expansión diferencial de turbina, el cual se debe mantener dentro de los rangos establecidos por fabricante para evitar roce entre la parte fija y móvil. La expansión presenta variaciones debido al aumento gradual en la temperatura y presión de vapor principal, requerido para aumentar carga. Se debe seguir manteniendo control de expansión, vibraciones, continuando calentamiento de turbina. Con la carga en 25 MW se debe verificar la operación de los calentadores de baja y alta presión.
- En servicio 1° Pulverizador carbón: Se debe ejecutar una vez que la unidad esta sobre los 15 MW, una vez que se realiza el cambio de transformador de servicios auxiliares, se inicia con carga mínima de carbón en alimentador y se mantiene en control manual hasta que el maestro de presión de vapor principal queda en control automático, se realiza aumento progresivo de carga de alimentador. Se mantiene control de expansión, vibraciones, continuando calentamiento de turbina.
- Acumulación ceniza Hoppers: Se inicia cuando se está combustionando carbón, iniciando la captación de ceniza en filtro manga y acumulando en Hoppers de ceniza del sistema FGD. El nivel de ceniza en hoppers debe ser suficiente para iniciar la recirculación de esta y dar condición para la puesta en servicio de agua y cal para iniciar captación de SO₂ en turborreactor. El tiempo que toma acumular ceniza depende directamente de la cantidad de ceniza contenida en el carbón.
- En servicio 2° Pulverizador carbón:
- Subir carga a 55 MW: Se inicia al tener en servicio un pulverizador de carbón, con disponibilidad del segundo pulverizador. Se realiza con tasa de 1 MW/min y la principal razón de esta tasa es el control de expansión diferencial de turbina, el cual se debe mantener dentro de los rangos establecidos por fabricante para evitar roce entre la parte fija y móvil. La expansión presenta variaciones debido al aumento gradual en la temperatura y presión de vapor principal y se produce el cambio de modo de control de nivel de domo, la partida de la segunda bomba de agua de alimentación, requerido para aumentar carga, además los principales controles aún se encuentran en modo manual (Control maestro carbón y presión, control atemperación de vapor principal y vapor recalentado).
- Unidad en 55 MW: Cuando la carga de la unidad se encuentra en 55 MW se debe continuar con preparativos y verificaciones previas antes de declarar la unidad disponible.
- En servicio 3° Pulverizador de carbón.
- Puesta en servicio Sistema FGD: Una vez que se encuentra disponible la ceniza en hoppers se puede iniciar la partida del sistema FGD, verificando que el flujo y temperatura del gas de combustión es el mínimo requerido por sistema (110 °C y 800.000 m³/hr, con damper de recirculación de gases en automático). Se debe colocar en servicio la recirculación de ceniza, la inyección de agua e inyección de cal hidratada. La puesta en servicio del sistema FGD se finaliza cuando la temperatura de control del Turboreactor se encuentra en automático en el valor predeterminado, la inyección de cal está en automático con temperatura del hidratador normal (110 °C) y lo más importante las emisiones de SO₂ se encuentran bajo el valor establecido por DS 13.
- Unidad Declara Mínimo Técnico.

- Prueba de válvulas de turbina: Estando la unidad en 65 MW se debe realizar prueba de válvulas GV de turbina y en 75 MW se debe realizar prueba de válvulas ICV, verificando la correcta operación de estas (Esta prueba se debe ejecutar cada vez que la unidad estuvo detenida por mantenimiento).
- Unidad Sube a carga base
- Unidad en carga base

Adicionalmente se indica que el proceso de arranque de la unidad generadora quedará determinado por la condición de temperatura curtis de la turbina, definiendo cuatro tipos de partida (de acuerdo a recomendaciones del fabricante) que pueden tener las unidades NT01 y NT02 de la Central Nueva Tocopilla, las cuales son:

- Partida Muy Fría: Es aquella partida que ocurre después que la unidad está detenida por un periodo de tiempo, por el cual la temperatura de metal en la etapa curtis de la turbina, es menor a 120 °C.
- Partida Fría: Es aquella partida que ocurre después que la unidad está detenida por un periodo de tiempo, por el cual la temperatura de metal en la etapa curtis de la turbina, se encuentra entre 120 °C y 280 °C
- Partida Tibia: Es aquella partida que ocurre después que la unidad está detenida por un periodo de tiempo, por el cual la temperatura de metal en la etapa curtis de la turbina, se encuentra entre 280 °C y 390 °C.
- Partida Caliente: Es aquella partida que ocurre después que la unidad está detenida por un periodo de tiempo, por el cual la temperatura de metal en la etapa curtis de la turbina es mayor que 390 °C.

Las curvas de partida recomendadas por el fabricante se pueden observar en el anexo A y las curvas reales de partida se adjuntan en anexo B del presente documento, sin embargo, se realizan los siguientes alcances:

- En curvas del fabricante (anexo A) no se consideran los tiempos que involucran las actividades listadas en 4.1 desde Inicio de Puesta en Servicio a levantar vacío de condensador. De acuerdo con la descripción del punto de calentamiento de caldera indicado en 4.1, este proceso tarda alrededor de 4 a 6 horas y depende de la temperatura de metales de caldera.
- Teniendo en cuenta lo descrito con anterioridad a las curvas entregadas por fabricante se le deben sumar de 4 a 6 horas por preparativos y actividades previas a levantar vacío de condensador, las cuales están consideradas en curvas reales entregadas en anexo B, es decir para los tiempos involucrados en las curvas de partida Fría Fría, partida fría y partida tibia. Para el tipo de partida caliente se contempla solo una hora ya que se considera que la condición de caldera y de vapor principal, permiten una rápida preparación de los valores requeridos para una partida de estas características (aún puede haber presión de vapor, por lo tanto, se tomaría menos tiempo en la preparación).
- Otro punto de diferencia entre las curvas del fabricante y las curvas reales de referencia es el periodo de punto de espera en 1100 rpm, el cual no se encuentra considerado en curvas del fabricante. Esta actividad es sumamente relevante e imprescindible de realizar, según lo descrito para esta actividad en punto 4.1, en caso de no efectuar el calentamiento de aceite existe un alto riesgo de presentar vibraciones de turbina durante la aceleración, pudiendo provocar desconexión y daños en turbina por esta causa.
- La última diferencia entre las curvas del fabricante y las curvas reales de referencia es el tiempo que involucra el llenado de Hoppers y puesta en servicio del sistema FGD. Actividades imprescindibles para declarar la unidad en mínimo técnico estable y disponible al despacho ya que involucra un cumplimiento

legal. En curvas del fabricante no se consideran estos tiempos ya que no existía el reglamento que norma las emisiones de centrales termoeléctricas. El tiempo que toma el llenado de hoppers depende directamente del porcentaje de ceniza presente en el carbón por lo tanto no tiene un tiempo estándar, siendo el valor esperado de 6 a 7 horas desde la puesta en servicio del primer pulverizador, con un carbón de 10% de ceniza. Adicionalmente, la puesta en servicio del sistema se realiza de acuerdo con la descripción realizada en 4.1 para esta actividad.

4.2 Proceso de Detención

El proceso de detención de las unidades NT01 y NT02, está definido por una serie de etapas, las cuales se describen a continuación:

- **Mínimo Técnico:** Potencia bruta en cual la unidad puede operar de forma segura y estable, cumpliendo con DS 13, al recibir la orden de detención, se deja fuera de servicio el FGD.
- **Reducción de Carga:** Disminución gradual de carga bruta, control parámetros operación turbina y caldera, lazos de control en manual.
- **Unidad Fuera de servicio:** Apertura interruptor principal, apagado de caldera, virado de turbina, detención gradual de equipos BOP, según parámetros operacionales.

Adicionalmente se indica que el proceso de detención quedará determinado según los requerimientos previos que originan la detención, por ejemplo, mantención programada, orden de despacho u otra, por lo cual el tipo de detención que pueden tener las unidades NT01 y NT02 de la Central Nueva Tocopilla son:

- **Detención con Enfriamiento de Turbina:** Es aquella detención en la cual la unidad generadora inicia su disminución de carga, disminuyendo en forma gradual y controlando la presión y temperatura de vapor principal, para realizar un enfriamiento forzado de la turbina a vapor.
- **Detención con Enfriamiento de Caldera:** Es aquella detención en la cual la unidad generadora realiza una disminución de carga de forma normal y una vez desconectada de sistema se mantienen en servicios los equipos necesarios para realizar un enfriamiento forzado de caldera (enfriamiento de metales).
- **Detención Normal:** Es aquella detención en la cual la unidad generadora inicia su disminución de carga de acuerdo con la tasa de bajada, fijada en 0,8 MW/min, sin realizar ningún trabajo adicional.

Las curvas de detención recomendadas por el fabricante se pueden observar en el anexo C del presente documento

5. PARÁMETROS REQUERIDOS POR PROCESOS DE PARTIDA Y DETENCIÓN

5.1 Consumo de Combustible en Proceso de Partida

El consumo de combustible requerido para la partida depende del tipo de partida de la unidad generadora, indicados en párrafo 4.1, para el caso de las unidades NT01 y NT02 se utilizan dos tipos de combustible, petróleo diésel y carbón. En tabla N° 1 se presentan los valores de consumos de combustible en las distintas etapas del proceso de partida, teniendo en cuenta el tipo de partida de la unidad. El valor registrado en tabla para combustible carbón está actualizado en base 6.350 Kcal/kg.

Tabla 1: Consumo de Combustible NT01 y NT02

Descripción	Estatus Térmico	Desde endendido de caldera hasta sincronización de unidad	Desde sincronización hasta MT	Desde MT hasta carga base
Cantidad y tipo de combustible líquido en el proceso de partida [ton]	Muy fría	Diesel Oil: 52	Diesel Oil: 16	Diesel Oil: 2
			Carbón: 76,4	Carbón: 50,6
	Fría	Diesel Oil: 36	Diesel Oil: 12	Diesel Oil: 2
			Carbón: 70,6	Carbón: 47
	Tibia	Diesel Oil: 21	Diesel Oil: 10	Diesel Oil: 2
			Carbón: 52,7	Carbón: 47
	Caliente	Diesel Oil: 15	Diesel Oil: 6	Diesel Oil: 2
			Carbón: 44,7	Carbón: 47

5.2 Consumo de Energía en Proceso de Partida

El consumo de energía requerido para la partida depende del tipo de partida de la unidad generadora, indicados en párrafo 4.1. Se indica que la energía para los servicios auxiliares de las unidades NT01 y NT02 se encuentran conectados a instalaciones de ENGIE a través del transformador Estación, por lo tanto, es necesario contar con energía en dichas instalaciones para iniciar un proceso de partida, caso contrario las unidades NT01 y NT02, solo tendrán suministro de energía para equipos esenciales y/o de emergencia, a través del generador diésel de emergencia. En tabla N° 2 se presentan los valores de consumos de energía en las distintas etapas del proceso de partida, teniendo en cuenta el tipo de partida de la unidad.

Tabla 2: Consumo de Energía NT01 y NT02

Descripción	Estatus Térmico	Desde endendido de caldera hasta sincronización de unidad	Desde sincronización hasta MT	Desde MT hasta carga base
Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida [MWh]	Muy fría	58	25	27
	Fría	50	22	27
	Tibia	32	12	27
	Caliente	25	14	27

5.3 Tiempo Requerido en Proceso de Partida

El tiempo requerido para la partida depende del tipo de partida de la unidad generadora, indicados en párrafo 4.1, el proceso se ejecuta teniendo en cuenta las curvas operacionales reales adjuntas a este informe (anexo B).

Cabe destacar, que las etapas de puesta en servicio no obedecen estrictamente a periodos de tiempo fijo, sino que a condiciones operacionales determinadas por presión, temperatura y tasa de calentamiento de metales. Por lo anterior, los tiempos informados se obtienen en base a la experiencia y estadística de operación de las unidades NT01 y NT02, que tienen como base de referencia las curvas de partida del fabricante.

Finalmente, en tabla 3 se presentan los valores de partida de las unidades, considerando la estadística desde el año 2014 a la fecha de las unidades NT01 y NT02, que consideran los aspectos expuestos anteriormente.

Tabla 3: Tiempos Requeridos Para el proceso de Partida NT01 y NT02

Descripción	Estatus Térmico	Desde endendido de caldera hasta sincronización de unidad	Desde sincronización hasta MT	Desde MT hasta carga base
Tiempo requerido para el proceso de partida [min]	Muy fría	840	540	60
	Fría	600	420	60
	Tibia	510	240	60
	Caliente	240	180	60

5.4 Consumo de Combustible en Proceso de Detención

El consumo de combustible requerido para la detención depende del tipo de detención de la unidad generadora, según lo indicado en párrafo 4.2, para el caso de las unidades NT01 y NT02 se utilizan dos tipos de combustible, petróleo diésel y carbón. En tabla N° 4 se presentan los valores de consumos de combustible en las distintas etapas del proceso.

Tabla 4: Consumo de Combustible Proceso de Detención NT01 y NT02

Descripción	Estatus Térmico	Desde Mínimo Técnico hasta cero [MW]	Desde Cero[MW] hasta virado de turbina	Desde Virado de Turbina hasta término de detención
Cantidad y tipo de combustible utilizado en proceso de detención [Ton@6350]	Normal	Diesel Oil: 0,5	S/C	S/C
		Carbón: 21,7		
	Enfriamiento Turbina	Diesel Oil: 4	S/C	S/C
		Carbón: 119,2		
	Enfriamiento Caldera	Diesel Oil: 0,5	S/C	S/C
		Carbón: 21,7		

5.5 Consumo de Energía en Proceso de Detención

El consumo de energía para la detención depende del tipo de detención de la unidad generadora, según lo indicado en párrafo 4.2. Se indica que la energía para los servicios auxiliares de las unidades NT01 y NT02 se encuentran conectados a instalaciones de ENGIE a través del transformador Estación, por lo tanto, es necesario contar con energía en dichas instalaciones para que las unidades NT01 y NT02 finalicen su proceso de detención. En tabla N° 5 se presentan los valores para los distintos tipos de detención.

Tabla 5: Consumo de Energía Proceso de Detención NT01 y NT02

Descripción	Estatus Térmico	Desde Mínimo Técnico hasta desconexión de unidad	Desde desconexión unidad hasta virado	Desde el Virado de la turbina hasta el término del proceso de detención (Estado de Apagado)
Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención [MWh]	Normal	13	3	112
	Enfriamiento turbina	50	3	136
	Enfriamiento caldera	13	3	112

5.6 Tiempo Requerido en Proceso de Detención

El tiempo de detención depende del tipo de detención de la unidad generadora, según lo indicado en párrafo 4.2. El proceso se ejecuta teniendo en cuenta las curvas operacionales entregadas por el fabricante adjuntas a este informe (anexo C). En tabla N° 6 se presentan los valores para los distintos tipos de detención.

Tabla 6: Tiempos Mínimos Requeridos Para el Proceso de Detención NT01 y NT02

Descripción	Estatus Térmico	Desde Mínimo Técnico hasta desconexión de unidad	Desde desconexión unidad hasta virado	Desde el Virado de la turbina hasta el término del proceso de detención (Estado de Apagado)
Tiempo requerido para el proceso de detención [min]	Normal	70	120	10.080
	Enfriamiento turbina	480	120	7.200
	Enfriamiento caldera	70	120	10.080

a) Tiempo mínimo, medido en horas, que la unidad generadora debe estar en estado apagado para que alcance la condición de estado en frío.

El tiempo mínimo desde que se abre el interruptor principal de la unidad hasta que la T° curtis (turbina) llegue a 120 °C, es:

- Sin enfriamiento forzado: 141 horas aproximado. (con salida normal unidad)
- Sin enfriamiento forzado: 228 horas aproximado. (posterior a trip unidad en carga base)

- Con enfriamiento forzado turbina: 156 horas aproximado
- b) Tiempo, medido en horas, que la unidad generadora debe estar en estado apagado para que alcance algún estado intermedio (tibio – caliente – etc.).
- El tiempo mínimo desde que se abre el interruptor principal hasta que la T° curtis (turbina) llegue a 390 °C, sin enfriamiento forzado: La temperatura curtis siempre es menor a 390 °C (con salida normal de unidad), 15,5 horas aproximado (posterior a Trip unidad en carga base).
 - El tiempo mínimo desde que se abre el interruptor principal hasta que la T° curtis (turbina) llegue a 280 °C, sin enfriamiento forzado: 41,5 horas aproximado (con salida normal unidad), 70,5 horas aproximado (posterior a Trip unidad en carga base).

5.7 Tiempo Mínimo de Operación

5.7.1 Tiempo Mínimo de Operación Partida en Frío

En relación al tiempo mínimo de operación (TMO) de las unidades de Nueva Tocopilla y considerando el acuerdo con el Coordinador en la reunión realizada el viernes 11 de enero de 2019, entre el 04 de marzo y el 07 de marzo de 2019 durante la partida en frío de NT02 se realizaron pruebas observando el análisis de parámetros químicos y físicos en la unidad que permitieron establecer condiciones que en el tiempo garantizarán no operar fuera de las condiciones para la cual fueron diseñadas.

Cronología de eventos importantes:

N°	Fecha	Hora	Evento
1	04/03/19	09:17	Encendido de caldera en condición fría
2	05/03/19	18:13	Sincronización de NT02 (Gráfica 1)
3	05/03/19	21:45	Unidad en 65 MW [*] y no entregada al Coordinador, sistemas de control de emisiones en etapa de puesta en servicio (gráfica 1)
4	06/03/19	03:00	Inicio de estabilización temperaturas de descargas turbina alta, media y baja presión (gráfica 2)
5	06/03/19	15:12	Inicio de estabilización de térmica de la turbina (gráfica 1)

[*]: Debido a que la unidad NT02 estuvo detenida por programa de mantenimiento mayor, los vessel del sistema de control de SO₂ se encontraban sin cenizas para poder formar el lecho en el turboreactor, se realizó la prueba en 65 MW para generar cenizas en menor tiempo para controlar dichas emisiones.

Durante el proceso de partida en frío de NT02, se observaron dos condiciones importantes para determinar el tiempo mínimo de operación (TMO), cuyo tiempo se consideró desde el momento que la unidad alcanzo una carga de 65 (MW), hasta la estabilización de los siguientes parámetros:

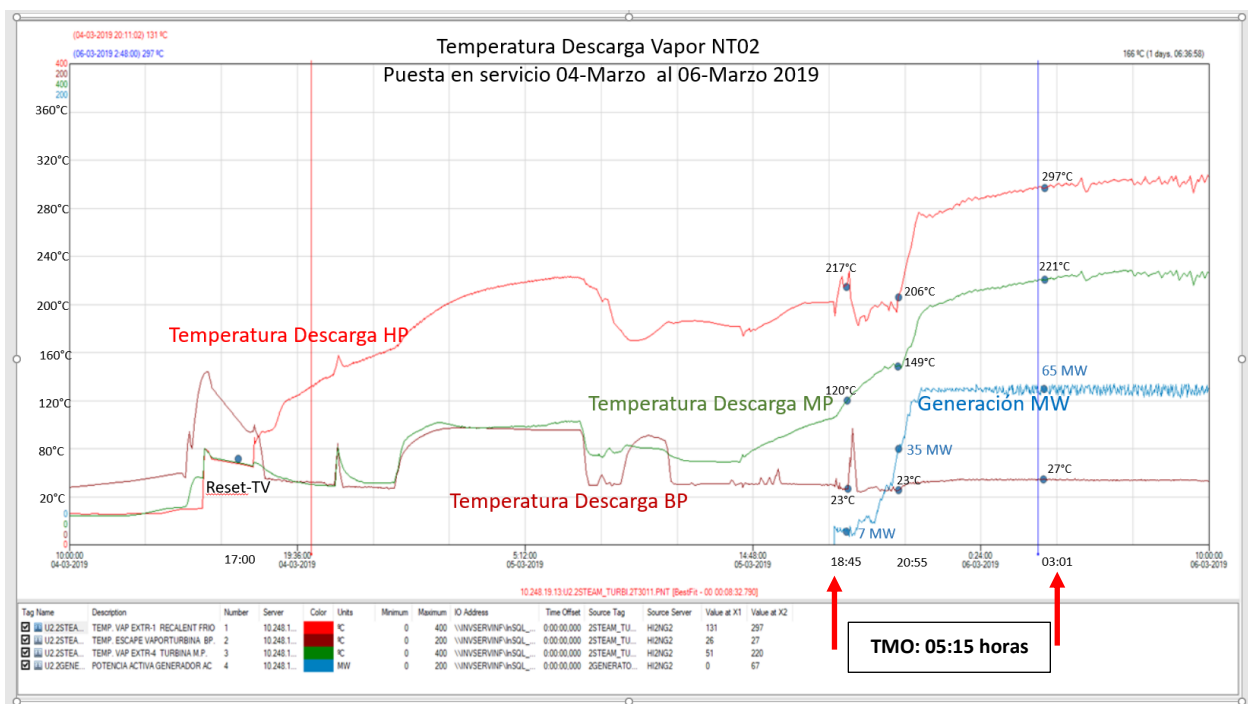
- a) **Tiempo mínimo para el tratamiento químicos:** Es el tiempo mínimo necesario en el tratamiento químico para preparar en un generador de vapor, la solución química en agua para la protección de la corrosión y la pasivación del metal de fabricación del generador de Vapor (Se adjunta Informe preparado por nuestro Asesor Señor Miguel Escobar – Ingeniero Químico).

Cabe hacer notar, que el tratamiento del agua de una caldera de vapor es fundamental para asegurar la vida útil libre de problemas operacionales, reparaciones tempranas de importancia y accidentes para el personal que opera el generador de vapor.

El objetivo principal del tratamiento de agua es evitar problemas de corrosión e incrustaciones, asegurando la calidad del agua de alimentación y del agua contenida en la caldera.

El aseguramiento de la calidad del agua de alimentación y agua de la caldera se consigue cumpliendo con los requerimientos de largos periodos de aprendizaje que fueron escrito como normativas para estas instalaciones, que definen los límites recomendados para los parámetros involucrados en el tratamiento del agua.

Adicionalmente se deja como precedente que después de una partida se deben monitorear los parámetros químicos los para lograr una completa estabilización de parámetros de operación en la caldera, principalmente pH de agua de alimentación de caldera y sílice del vapor sobrecalentado.



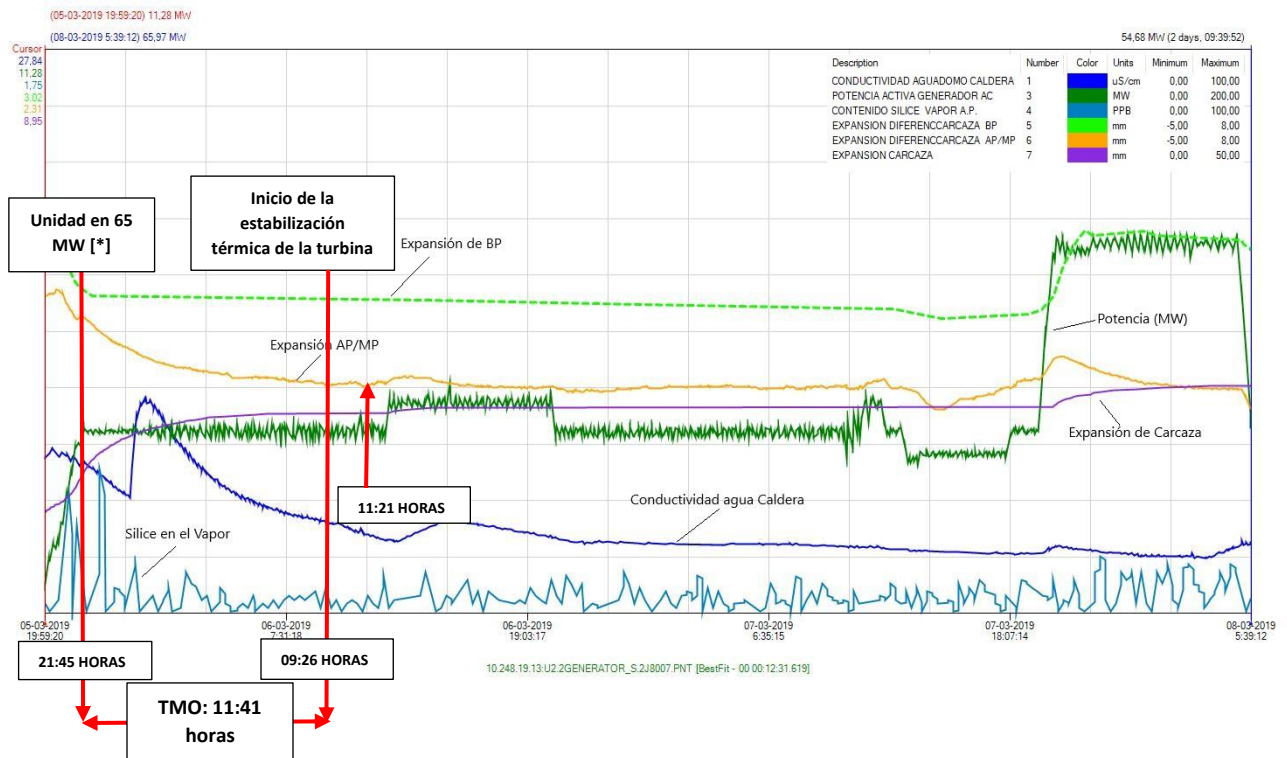
**Gráfica 1: Temperaturas de descargas turbina alta, media y baja presión
Partida en frío NT02 (marzo 2019)**

b) **Estabilidad térmica de la turbina:** Tiempo de estabilización de las expansiones diferenciales y las temperaturas de descarga de la turbina alta, media y baja presión, cuya condición se alcanza cuando la unidad llega a un régimen térmico para ese nivel de carga de mínimo técnico.

Para determinar el tiempo de estabilización térmica de NT02, durante el proceso de partida en frío del 04/03/19, se observó el comportamiento de las expansiones diferenciales y las temperaturas de descargas de la turbina alta, media y baja presión desde virado hasta la estabilización de ellas mientras la unidad estuvo con una potencia de 65 MW (ver gráfica 2).

Según se observa en la gráfica 2:

- A las 07:31 horas las expansiones diferenciales de AP/MP de la turbina aún no se estabilizan, por lo que no se consideró dicho punto para determinar el tiempo mínimo de operación.
- Anteriormente se había informado que el tiempo de inicio de la estabilización de las expansiones diferenciales de la turbina fue a las 15:30 horas del 06/03/19 después que se produce un aumento en las expansiones (11:21 horas) producto del aumento de carga para iniciar el proceso de puesta en servicio del sistema de control de emisiones de SO2.
- Finalmente, consideramos que la hora de inicio de la estabilización de las expansiones diferenciales de AP/MP es a las 09:26 horas (ver gráfica 2), cuyos valores de tendencias son similares a las que se obtuvieron después de las 15:30 horas.



**Gráfica 2: Expansiones diferenciales turbina alta, media y baja presión
Partida en frío NT02**

Conclusiones:

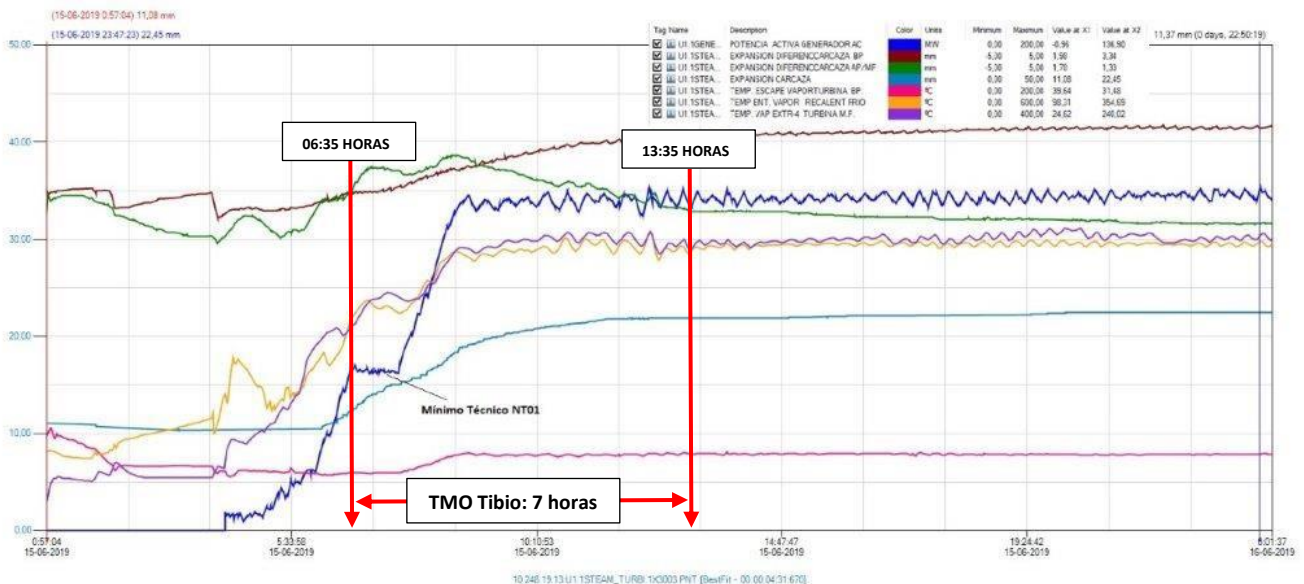
- Los parámetros químicos del agua de caldera se lograron controlar luego de **3:57 horas** (~ 240 minutos) desde que la unidad llegó a mínimo técnico 65 MW (Anexo G).
- En la gráfica 2 se observa que las expansiones diferenciales de turbina alta, media y baja presión se estabilizaron a partir de las 09:26 horas del 06/03/19 luego de **11:41 horas** desde que la unidad llegó a una potencia de 65 MW (a las 21:45 horas del 05/03/19).
- En la gráfica 2 se observa que las temperaturas de descarga de alta y media se estabilizaron a partir de las 03:00 horas del 06/03/19 luego de 05:15 horas desde que la unidad llegó a mínimo técnico.

De acuerdo a los resultados obtenidos durante la partida en frío de NT02 realizada a partir del 04/03/19, considerando los puntos a y b del presente Informe, el tiempo mínimo de operación (TMO) desde mínimo técnico (65 MW) para las unidades NT01 y NT02 de la Central Nueva Tocopilla es de **12 horas (720 minutos)**.

5.7.2 Tiempo Mínimo de Operación Partida en Tibio

Para determinar el tiempo mínimo de operación luego de una partida en tibio de las unidades de Nueva Tocopilla se analizaron las expansiones diferenciales de la turbina de NT01 durante una partida del 15/06/19, debido a que no se realizó una prueba específica para determinar dicho tiempo.

En la gráfica 3 se observa que las expansiones diferenciales de la turbina se estabilizaron aproximadamente **7 horas (420 minutos)** después de haber pasado por el MT (65 MW) (06:35 horas) hasta plena carga (Como se observa en la gráfica la unidad no se detuvo en MT). Por lo tanto, el tiempo mínimo de operación luego de una partida en tibio de las unidades de Nueva Tocopilla es de **420 minutos**.

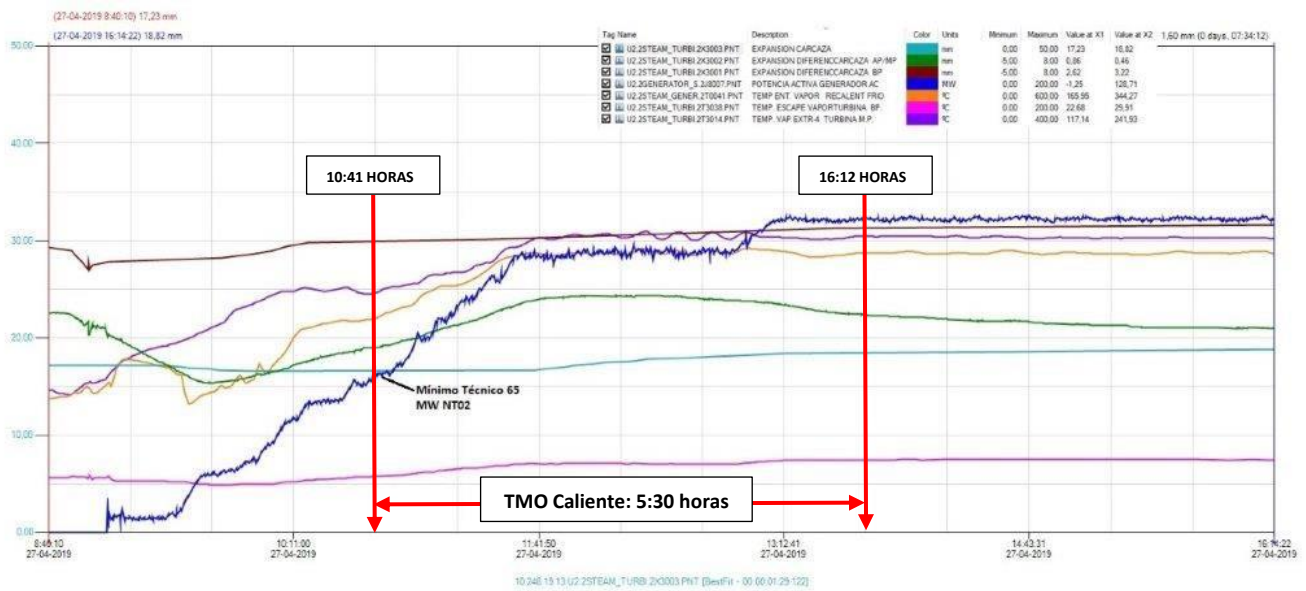


Gráfica 3: Expansiones diferenciales turbina alta, media y baja presión Partida en Tibio NT01 (15/06/19)

5.7.2 Tiempo Mínimo de Operación Partida en Caliente

Para determinar el tiempo mínimo de operación luego de una partida en caliente de las unidades de Nueva Tocopilla se analizaron las expansiones diferenciales de la turbina de NT02 durante una partida del 27/04/19, debido a que no se realizó una prueba específica para determinar dicho tiempo.

En la gráfica 4 se observa que las expansiones diferenciales de la turbina se estabilizaron aproximadamente en **5:30 horas (330 minutos)** después de haber pasado por el MT (65 MW) (10:41 horas) hasta plena carga (Como se observa en la gráfica la unidad no se detuvo en MT). Por lo tanto, el tiempo mínimo de operación luego de una partida en caliente de las unidades de Nueva Tocopilla es de **330 minutos**.



Gráfica 4: Expansiones diferenciales turbina alta, media y baja presión Partida en Caliente NT02 (27/04/19)

En resumen, los tiempos mínimos de operación (TMO) de las unidades Nueva Tocopilla según el tipo de partida son los siguientes:

Tipo de Partida	Tiempo Mínimo de Operación (horas)	Tiempo Mínimo de Operación (minutos)
Frío	12	720
Tibio	7	420
Caliente	5,5	330

5.8 Tiempo Mínimo de Detención

El tiempo mínimo de detención corresponde al tiempo que la unidad debe estar detenida antes de volver a ponerse en servicio.

Cada vez que la unidad es detenida en forma programada, quedando con el sistema de aire gas fuera de servicio, el sistema de filtro de mangas de tela pierde su capa de protección denominado Cake.

La capa de Cake de las mangas debe ser restablecida por medio del pre-coating previo al encendido de caldera y se realiza mediante recirculación de ceniza y cal hidratada entre el reactor y el filtro mangas para tener una superficie de polvo porosa uniforme en las bolsas de filtro para lograr un flujo de aire uniforme y superior con una mayor eficiencia operativa y una protección de la manga contra la humedad, purga de partículas, arrastre de hidrocarburos, cegamiento de bolsas, etc.

El tiempo requerido para restablecer la capa de Cake en los filtros de mangas es aproximadamente 4 horas (240 minutos) y considerando además el tiempo de 240 minutos requerido para el proceso de partida en caliente desde encendido de caldera hasta sincronización de unidad según se indica en la Tabla 3 de este Informe, por lo tanto el **Tiempo Mínimo de Detención de las unidades de Nueva Tocopilla luego de una Salida de Unidad por programa de generación del Coordinador es de 8 horas (480 minutos)**.

El Tiempo Mínimo de Detención comienza desde el momento que el Virador entra en servicio.

5.9 Tasas de Carga

Las tasas de carga, tanto de subida como de bajada, se obtiene de las curvas de partida recomendadas por el fabricante (anexo A), que son aplicables en proceso de detención, al observar las curvas se obtiene que el aumento de carga se produce en 40 min (desde mínimo técnico a carga base), lo que entrega una tasa de carga de 1,67 MW/min, esta tasa puede ajustarse en 2 MW/min (desde mínimo técnico a carga base), teniendo en cuenta las condiciones operacionales y experiencia obtenida por el personal de la Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla.

Adicionalmente a lo descrito en el párrafo anterior, la tasa de bajada puede inferirse de la curva recomendada por el fabricante para el proceso de detención con Enfriamiento Forzado de Turbina (anexo C), y que es extensible a un proceso de detención normal (las condiciones operacionales son las mismas entre mínimo técnico, carga base y descenso de carga). De la curva se puede obtener un descenso de 132 MW a 33 MW en 100 min, lo que entrega un valor de 1 MW/min, el cual puede ajustarse en 2 MW/min (desde carga base hasta mínimo técnico), teniendo en cuenta las condiciones operacionales y experiencia obtenida por el personal de la Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla.

Finalmente cabe destacar, que los ajustes de los lazos de control "Tuning" asociados al FGD (control VTI, control recirculación de gases, control temperatura en TR, control presión lecho fluidizado, control de recirculación de ceniza, control inyección de cal hidratada) se realizaron con una tasa de carga de 2 MW/min, el modificar este valor puede comprometer la operación del sistema FGD y traer como consecuencia dejarlo fuera de servicio,

comprometiendo el cumplimiento de la norma de emisiones de SO₂ y la estabilidad de la operación de la caldera por las variaciones de presión interna (vacío del hogar). Un incumplimiento en el DS-13 puede traer consecuencias graves para la operación de la Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla.

6. ANEXOS

- 6.1** Anexo A: “Curvas de Partida, recomendadas por el fabricante”.
- 6.2** Anexo B: “Curvas Reales de Partida.
- 6.3** Anexo C: “Curvas Reales de Detención”
- 6.4** Anexo D: “Curva Calentamiento de Caldera”
- 6.5** Anexo E: “Extracto Manual Operación FGD”
- 6.6** Anexo F: “Informe de Tiempo Mínimo para Tratamiento Químico” (De Miguel Escobar – Asesor Químico)
- 6.7** Anexo Informe TMTQ (De Miguel Escobar)

Tabla Anexo 2: Resumen de Parámetros Partida y Detención Nueva Tocopilla

A continuación, se presenta la Tabla Anexo 2 con un resumen de los valores presentados en la sección 5 de este Informe.

DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE PARTIDA Y DETECCIÓN DE UNIDADES NUEVA TOCOPILLA N° 1 y N° 2 (DIESEL OÍL EN BASE 11.000 Kcal/Kg - DENSIDAD D.ÓIL: 0,85 T/m ³ - CARBONES EN BASE 6350 Kcal/Kg)									
Descripción	Unidad	Estatus Térmico	Proceso de Partida		Operación Normal		Proceso de Detención		VII) Desde finalizado el proceso de partida hasta antes de poder detenerse
			I) Desde el inicio del proceso de partida hasta la sincronización.	II) Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a Mínimo Técnico (Carbón base propia)	III) Desde la operación a Mínimo Técnico hasta la operación a potencia nominal.(Carbón base propia)	IV) Desde la operación a potencia nominal hasta la operación a Mínimo Técnico	V) Desde la operación de Mínimo Técnico potencia nominal hasta la desconexión	VI) Desde la desconexión de la unidad hasta el termino del proceso de detención (Estado de Apagado)	
a) Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de partida.	[Ton]	Muy frío	Diesel: 52 Ton	Diesel: 16 Ton + Carbon 76,4 Ton	Diesel: 2 Ton + Carbon 50,6 Ton	N/A	N/A	N/A	N/A
		Frío	Diesel: 38 Ton	Diesel: 12 Ton + Carbon 70,6 Ton	Diesel: 2 Ton + Carbon 47 Ton				
		Tibio	Diesel: 21 Ton	Diesel: 10 Ton + Carbon 52,7 Ton	Diesel: 2 Ton + Carbon 47 Ton				
		Caliente	Diesel: 15 Ton	Diesel: 6 Ton + Carbon 44,7 Ton	Diesel: 2 Ton + Carbon 47 Ton				
b) Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida	[MWh]	Muy frío	58	25	28	N/A	N/A	N/A	N/A
		Frío	50	22	27				
		Tibio	32	12	27				
		Caliente	25	14	27				
c) Tiempo requerido en el proceso de partida	[min]	Muy frío	840	540	60	N/A	N/A	N/A	N/A
		Frío	600	420	60				
		Tibio	510	240	60				
		Caliente	240	180	60				
d) Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de detención.	[Ton]	Normal	N/A	N/A	N/A	Diesel: 0,1 Ton	Diesel: 0,5 Ton / Carbón: 21,69 Ton	N/A	N/A
		Enfriam. Turbina	N/A	N/A	N/A	Diesel: 0,1 Ton / Carbón: 38 ton	Diesel: 4 Ton / Carbón: 119,23 Ton		
		Enfriam. Caldera	N/A	N/A	N/A	Diesel: 0,1 Ton	Diesel: 0,5 Ton / Carbón: 21,69 Ton		
e) Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención.	[MWh]	Normal	N/A	N/A	N/A	9,3	13	115	N/A
		Enfriam. Turbina				9,3	50	139	
		Enfriam. Caldera				9,3	13	115	
f) Tiempo requerido para el tiempo de detención.	[min]	Normal	N/A	N/A	N/A	45	70	10.200	N/A
		Enfriam. Turbina				45	480	7.320	
		Enfriam. Caldera				45	70	10.200	
g) Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido el proceso de partida	[min]	Frío	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	720
		Tibio	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	420
		Caliente	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	330

Tabla Anexo 2: Determinación de Parámetros de Partida y Detención Unidades NT01 y NT02