

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

3435 *Resolución de 13 de febrero de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento de prueba para determinar los mínimos técnicos ordinarios de los grupos pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, establece en su artículo 11 que, dentro de los datos técnicos de las instalaciones categoría A que han de ser aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas para su participación en el despacho de producción que se realiza en estos territorios, se encuentran el mínimo técnico ordinario y extraordinario. Asimismo, establece que se entenderá por mínimo técnico ordinario y extraordinario el definido por orden ministerial, y que por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se aprobará el procedimiento para la realización de la prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario.

A estos efectos, la disposición adicional séptima del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establecía como mandato al operador del sistema la remisión de una propuesta de procedimiento de prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario de las centrales según la definición dada en la disposición adicional segunda de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Así, la definición recogida en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, sobre lo que se entiende por mínimo técnico es la siguiente:

«a) Para grupos de carbón.

Mínimo ordinario: Mínima carga a la que puede mantenerse el grupo térmico de forma continua sin la utilización de combustibles auxiliares en proporción distinta a las cargas medias.

Mínimo extraordinario o supermínimo: Mínima carga a la que puede mantenerse el grupo térmico de forma continua con la utilización de apoyo de combustibles líquidos en una cantidad inferior a 8 kg por MW de potencia nominal y hora.

b) Para grupos de fuel-oil y gas.

Mínimo ordinario: Mínima carga a la que puede mantenerse el grupo térmico de forma estable y continua.

Mínimo extraordinario o supermínimo: Mínima carga a la que puede mantenerse el grupo térmico durante 8 horas consecutivas en un período de 24 horas.

En todos los casos, cumpliendo el límite de emisiones permitido por la legislación vigente.»

Atendiendo al mandato de la disposición adicional séptima, el operador del sistema envió propuesta de procedimiento de pruebas de mínimo técnico en abril de 2016, señalando que:

«Sin embargo, la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, define el MTE para grupos de fuel oil y gas como la mínima carga a la que puede mantenerse el grupo térmico durante 8 horas consecutivas en un período de 24 horas. Esta definición no es posible

materializarla en unas pruebas de campo a través de un parámetro medible que dé soporte a la limitación de 8 horas, por lo que sólo puede ser determinado este rango de operación en base a documentación del fabricante. Asimismo, a efectos de este procedimiento, este rango de operación no puede considerarse como un MTE dado que no es una condición estable y continua que pueda ser mantenida por el grupo.»

Esta propuesta fue trasladada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que emitió informe sin observaciones en mayo de 2019. Atendiendo, entre otras cuestiones, a la imposibilidad de probar el mínimo técnico extraordinario expuesta por el operador del sistema, no se ha aprobado ningún procedimiento de pruebas de mínimo técnico ordinario y extraordinario a partir de la propuesta presentada en abril de 2016.

Por otra parte, la disposición transitoria novena del citado real decreto establece que, hasta la aprobación del procedimiento de prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario recogido en el artículo 11, se tomarán los valores de mínimo técnico ordinario y extraordinario declarados por el titular de cada instalación. Adicionalmente, esta misma disposición transitoria novena establece que, cuando sea aprobado el procedimiento correspondiente, las pruebas de mínimo técnico se realizarán simultáneamente a las pruebas de rendimiento de las centrales definidas en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

En relación con las pruebas de rendimiento de las centrales en los territorios no peninsulares que deben realizarse de forma simultánea a las de mínimo técnico, mediante resolución de 4 de agosto de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se revisaron los procedimientos de pruebas para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables aplicables a cada tecnología, recogiendo en los Anexos A y B de la anterior resolución los procedimientos vigentes para estas pruebas de rendimiento. Así, se incluyen en los procedimientos de pruebas de mínimo técnico diversas referencias a la anterior resolución de 4 de agosto de 2021 de forma que se facilite la simultaneidad de ambos tipos de pruebas.

Con fecha 3 de mayo de 2022 tuvo entrada en la Dirección General de Política Energética y Minas escrito del operador del sistema indicando diversas cuestiones a tener en cuenta para la maximización de la producción renovable en los territorios no peninsulares, entre las que señalaba la necesidad de aprobación del procedimiento de pruebas para determinar los mínimos técnicos de los grupos térmicos, de forma que se disponga de los datos más realistas posible sobre los grupos de generación.

Teniendo en consideración lo puesto de manifiesto por el operador del sistema en la propuesta de procedimiento de pruebas de mínimo técnico presentada en 2016 en cumplimiento de la disposición transitoria séptima del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y valorando el funcionamiento limitado aprobado a los grupos de generación térmica de carbón por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 22 de diciembre de 2020, esta Dirección General, en respuesta al escrito de 3 de mayo de 2022, solicitó al operador del sistema una nueva propuesta de procedimiento de pruebas de mínimo técnico, alternativa a la inicialmente presentada, con las siguientes consideraciones:

- La nueva propuesta deberá recoger el procedimiento de pruebas del mínimo técnico ordinario (MTO) para todas las tecnologías a excepción de las centrales térmicas de carbón, atendiendo a la definición de este mínimo técnico ordinario dada en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril.
- Se deberá entender que el mínimo técnico ordinario, como condición estable y continua de operación, cumplirá los límites de emisiones que sean de aplicación.

El 26 de octubre de 2022 ha tenido entrada en esta Dirección General la propuesta del operador del sistema de procedimiento de pruebas para determinar los mínimos técnicos de los grupos de generación con régimen retributivo adicional ubicados en los territorios no peninsulares, junto con un informe que valora las observaciones efectuadas

a la propuesta de procedimiento por Endesa, como representante de los titulares de los grupos objeto de estas pruebas, en una fase previa de remisión a los titulares.

Una vez valorada la propuesta de procedimiento del operador del sistema y la información adjunta, se elaboró propuesta de resolución por la que se aprueba el procedimiento para determinar los mínimos técnicos ordinarios de los grupos generadores de los territorios no peninsulares, siendo sometida a audiencia particular del operador del sistema y de Endesa, como representante de los titulares de los grupos generadores a los que aplica el anterior procedimiento, así como a informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En dicho trámite de audiencia se han recibido alegaciones tanto del operador del sistema como de Endesa, siendo incorporadas algunas de ellas en la resolución tras la valoración.

En relación con las alegaciones presentadas por Endesa, conviene señalar que se ha considerado positivamente el comentario de que las pruebas de mínimo técnico definen el valor de este parámetro estructural y, por tanto, no requiere de su prueba en cada periodo regulatorio, si bien resulta necesario probarlo en algunos casos. De esta forma, se añade en la resolución que, una vez definido el mínimo técnico de cada grupo, se volverá a incluir una prueba que lo determine en algunos supuestos, como el caso de realización de modificaciones en el grupo que pudieran afectarlo, en caso de que se proponga su modificación, de acuerdo con el artículo 13 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, o cuando el valor obtenido se considere atípico atendiendo al histórico del grupo y de grupos análogos, entre otros.

Por otra parte, el informe remitido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (INF/DE/165/23) de fecha 20 de julio de 2023, no presentaba observaciones a excepción de algunas cuestiones relacionadas con las condiciones generales del protocolo, el estado del sistema de control, la duración y secuencia de las pruebas y el factor de potencia para las distintas tecnologías de los correspondientes anexos de la propuesta de resolución. Se ha modificado el texto del procedimiento de pruebas de acuerdo con algunas de estas observaciones.

Atendiendo a lo anterior, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, esta Dirección General de Política Energética y Minas, resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento de pruebas para determinar los mínimos técnicos ordinarios de los grupos pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que se incluye en el Anexo de la presente resolución.

Segundo.

Las pruebas de mínimo técnico se realizarán simultáneamente a las pruebas de rendimiento de las centrales definidas en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Una vez determinado el mínimo técnico en un grupo de acuerdo con el procedimiento aprobado en el apartado anterior, se podrá probar nuevamente en el mismo grupo cuando se realice una modificación que suponga un cambio estructural en el mismo, cuando se proponga la modificación del valor de mínimo técnico atendiendo a lo previsto en el artículo 13 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, o cuando el operador del sistema haya puesto de manifiesto que el último valor obtenido en la prueba resulta atípico atendiendo al histórico del grupo y/o de grupos análogos, previa aprobación de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Tercero.

Ordenar la publicación de esta resolución y sus anexos en el «Boletín Oficial del Estado».

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos en la primera resolución de pruebas de rendimiento que se apruebe tras la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra la presente resolución que no pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, podrá interponerse recurso de alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución.

Transcurrido dicho plazo sin haberse interpuesto el recurso, la resolución será firme a todos los efectos. Para el cómputo de los plazos por meses habrá de estarse a lo dispuesto en el artículo 30 de la citada Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Madrid, 13 de febrero de 2024.–El Director General de Política Energética y Minas, Manuel García Hernández.

ANEXO

Procedimiento de prueba para determinar los mínimos técnicos ordinarios de los grupos pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no Peninsulares (TNP)

- Artículo 1. Alcance del Procedimiento.
- Artículo 2. Sistemas eléctricos y tecnologías de generación térmica existentes.
- Artículo 3. Definición del Mínimo Técnico Ordinario (MTO).
- Artículo 4. Consideraciones en la determinación del Mínimo Técnico Ordinario (MTO).
- Artículo 5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria.
- Artículo 6. Responsabilidades de las partes.
 - Artículo 6.1 Responsabilidad de la empresa propietaria.
 - Artículo 6.2 Responsabilidad del supervisor de las pruebas.
 - Artículo 6.3 Responsabilidad del Comité de Ensayos.
- Artículo 7. Intercambio de información.
- Artículo 8. Condiciones Generales del protocolo de pruebas.
 - Artículo 8.1 Plan típico de reducción de carga durante las pruebas.
 - Artículo 8.2 Contenido del acta provisional de pruebas.
 - Artículo 8.3 Informe provisional de pruebas.
 - Artículo 8.4 Informe de supervisión de las pruebas.
- Artículo 9. Procedimiento específico por familia: turbinas de gas.
 - Artículo 9.1 Condiciones generales de las pruebas.
 - Artículo 9.2 Secuencia de las pruebas.
 - Artículo 9.3 Captura de información.
 - Artículo 9.4 Parámetros claves para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.
 - Artículo 9.5 Parámetros claves para la determinación de los límites medioambientales.

- Artículo 10. Procedimiento específico por familia: grupos diésel.
- Artículo 10.1 Condiciones generales de las pruebas.
 - Artículo 10.2 Secuencia de las pruebas.
 - Artículo 10.3 Captura de información.
 - Artículo 10.4 Parámetros claves para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.
 - Artículo 10.5 Parámetros claves para la determinación del límite medioambiental.
- Artículo 11. Procedimiento específico por familia: centrales térmicas de ciclo combinado.
- Artículo 11.1 Condiciones generales de las pruebas.
 - Artículo 11.2 Secuencia de las pruebas.
 - Artículo 11.3 Captura de información.
 - Artículo 11.4 Parámetros clave para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.
 - Artículo 11.5 Parámetros clave para la determinación del límite medioambiental.
- Artículo 12. Procedimiento específico por familia: grupos de generación térmica de turbinas de vapor de fuel.
- Artículo 12.1 Condiciones generales de las pruebas.
 - Artículo 12.2 Secuencia de las pruebas.
 - Artículo 12.3 Captura de información.
 - Artículo 12.4 Parámetros clave para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.
 - Artículo 12.5. Parámetros clave para la determinación del límite medioambiental.

Artículo 1. *Alcance del Procedimiento.*

Este procedimiento establece la metodología de pruebas a aplicar con carácter general para determinar el Mínimo Técnico Ordinario (MTO) de los grupos de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP), siempre que la seguridad del sistema se garantice.

Las pruebas de Mínimo Técnico Ordinario se realizarán simultáneamente a las pruebas de rendimiento de las centrales, por lo que se establecen en este procedimiento las referencias oportunas a los procedimientos de pruebas de rendimiento, que fueron revisados mediante resolución de 4 de agosto de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación con régimen retributivo adicional ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, (en adelante 'resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento').

Sin perjuicio de lo anterior, no resulta obligatorio la realización de las pruebas de Mínimo Técnico Ordinario en el parque generador en cada periodo regulatorio, como si sucede con las pruebas de rendimiento. Por tanto, una vez que se disponga de valores de Mínimo Técnico Ordinario resultado de las pruebas realizadas de acuerdo con procedimiento aquí establecido, no será necesaria la repetición de las pruebas salvo que el titular lo solicite con el fin de modificar el valor del Mínimo Técnico Ordinario vigente de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, cuando se realice una modificación sustancial en la instalación que pudiera afectar a este parámetro estructural, o bien cuando el operador del sistema haya puesto de manifiesto tras la realización del procedimiento aquí establecido, incluyendo lo previsto en el apartado 8 sobre la repetición de la prueba, que el último valor obtenido en la prueba resulta atípico atendiendo al histórico del grupo y/o de grupos análogos, previa aprobación de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 2. *Sistemas eléctricos y tecnologías de generación térmica existentes.*

A los efectos de este procedimiento se consideran las instalaciones de generación categoría A existentes en los sistemas eléctricos aislados pertenecientes a los territorios no peninsulares, según lo establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, a excepción de las turbinas de vapor con caldera de carbón.

A este respecto, las distintas instalaciones tipo definidas en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se clasifican, en función de su tecnología, en las siguientes familias:

- Turbinas de Gas, que incluyen las tecnologías «Gas Aeroderivadas» y «Gas Heavy Duty».
- Grupos diésel, que incluyen las tecnologías «Diésel 4T» y «Diésel 2T».
- Turbinas de Vapor con caldera de fuel.
- Ciclos combinados (1x1, 2x1 y 3x1).

Artículo 3. *Definición del Mínimo Técnico Ordinario (MTO).*

El Mínimo Técnico Ordinario de un grupo se establece como la mínima potencia activa neta que una unidad generadora puede suministrar de manera continua y estable a la red utilizando las mezclas de combustible de funcionamiento aprobadas para dicho grupo por la Dirección General de Política Energética y Minas, según se establece en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y sin:

- Exceder los límites técnicos de operación de la unidad.
- Violar los límites de protección o enclavamientos.
- Introducir perturbaciones en la red, de acuerdo con las exigencias de la legislación actual.
- Incumplir los límites que sean de aplicación de acuerdo con su autorización medioambiental.

La potencia de generación neta se determinará en todo momento de acuerdo con lo previsto en el Anexo A de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento, en el apartado «Cálculo de la potencia neta cedida a la red» establecido por tecnología/familia.

Artículo 4. *Consideraciones en la determinación del Mínimo Técnico Ordinario (MTO).*

La determinación del valor del Mínimo Técnico Ordinario debe representar el funcionamiento normal del grupo, demostrable a través de pruebas de operación sobre el mismo, y consecuentemente obedecer únicamente a sus limitaciones técnicas y medioambientales. Previamente a la realización del protocolo de pruebas propuesto en este procedimiento, el propietario del grupo debe informar al supervisor de las pruebas de los valores esperados del Mínimo Técnico Ordinario, según lo indicado en el artículo 5 de este procedimiento.

Artículo 5. *Documentación Inicial aportada por la empresa propietaria.*

La empresa propietaria del grupo, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al operador del sistema un informe con la declaración del valor de Mínimo Técnico Ordinario del grupo de acuerdo con los plazos estipulados en el artículo 7 de este documento. Este informe debe contener, además de los valores declarados, los regímenes de operación por los que el grupo opera desde el valor de plena carga hasta los valores mínimos declarados. Debe también contener los supuestos, condiciones de contorno, metodologías y conclusiones en los cuales está basado el valor de Mínimo Técnico Ordinario, así como las recomendaciones realizadas por el fabricante y el historial de operación que haya sido registrado durante el funcionamiento del grupo para

justificar estos valores. En este sentido, la empresa propietaria del grupo deberá aportar los datos históricos de producción en tiempo real registrados de los 4 últimos años relativos a los periodos en los que éste ha operado en el/los valor/es de Mínimo Técnico declarado/s hasta la actualidad.

Además de esta información, la empresa propietaria suministrará:

- a) Información técnica del grupo (incluyendo diagramas esquematizados del mismo) y recomendaciones del fabricante para la operación y el mantenimiento.
- b) Descripción de la filosofía de control del grupo.
- c) Historial relevante de los valores mínimos del grupo incluyendo registros, análisis y pruebas, que, en su caso, justifiquen el valor declarado.
- d) Ajustes de protecciones y justificaciones que describen las posibles fuentes de inestabilidad en la operación del grupo, y que por tanto limitan la banda inferior de potencia de generación neta del mismo.
- e) Antecedentes técnicos para apoyar y explicar los valores reportados.
- f) Autorización Ambiental Integrada o requisitos medioambientales que sean de aplicación.
- g) Las correspondientes composiciones del combustible y condiciones ambientales (temperatura, presión y humedad relativa) en los cuales están basados estos valores.

En la medida en la que estas pruebas se realizarán conjuntamente con las pruebas de rendimiento, esta documentación se remitirá conjuntamente con la documentación requerida en el Anexo A de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento, en el apartado 5 «Documentación Inicial aportada por la empresa propietaria» establecido por tecnología/familia.

Artículo 6. *Responsabilidades de las partes.*

Las responsabilidades de la empresa propietaria, del supervisor de las pruebas y del Comité de Ensayos están definidas en el Anexo A de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento, en el apartado 2 «Responsabilidades de las partes» establecido por tecnología/familia, con las particularidades descritas a continuación.

6.1 Responsabilidad de la empresa propietaria.

Los procedimientos generales descritos en la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento bajo el epígrafe de «responsabilidad de la empresa propietaria» son igualmente de aplicación en este procedimiento, siendo ahora el contenido de estos procedimientos «generales», procedimientos de «pruebas para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario».

La información aportada por la empresa propietaria debe incluir el Informe de Mínimo Técnico Ordinario descrito en el artículo 5 de este procedimiento, además de toda la información señalada en dicho artículo.

El acta de resultados de las pruebas, descrito en la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento, en lugar de las metodologías de cálculo del consumo específico y los costes de arranque, recogerá los resultados de la aplicación de los procedimientos específicos de pruebas por familia descritos en el presente procedimiento.

6.2 Responsabilidad del supervisor de las pruebas.

Los procedimientos generales descritos en la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento para el cálculo del consumo específico bajo el epígrafe de «responsabilidad del supervisor de las pruebas» son igualmente de aplicación en este procedimiento, siendo ahora el contenido de estos procedimientos «generales», procedimientos de «pruebas para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario».

La supervisión estará a cargo del operador del sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el

operador del sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.

Este apoyo de terceros tiene por objeto verificar, para cada tecnología (familia) bajo ensayo, que:

- El informe de Mínimo técnico ordinario enviado por la empresa propietaria cuenta con la información necesaria.
- Los procedimientos de pruebas propuestos se ajustan a lo definido en este procedimiento.
- Las pruebas de Mínimo Técnico Ordinario se realizan con el rigor necesario y representan el funcionamiento real del grupo bajo ensayo.
- El acta de resultados de las pruebas recoge y justifica el valor de Mínimo Técnico Ordinario alcanzado según los criterios técnicos/ambientales identificados en este procedimiento para cada una de las familias.

6.3 Responsabilidad del Comité de Ensayos.

Los procedimientos generales descritos en la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento para el cálculo del consumo específico bajo el epígrafe de «responsabilidad del Comité de Ensayos» son igualmente de aplicación en este procedimiento, siendo ahora el contenido de estos procedimientos «generales», procedimientos de «pruebas para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario».

Artículo 7. *Intercambio de información.*

El intercambio de información entre la empresa propietaria, el supervisor de las pruebas y el Comité de Ensayos está definido en el Anexo A de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento, en el apartado 2.3 «Intercambio de información y responsabilidades» establecido por tecnología/familia, con las particularidades descritas a continuación.

1. La información a enviar por la empresa propietaria es la definida en el artículo 5 de este procedimiento y el borrador de procedimiento adaptado es el protocolo de pruebas definido en este procedimiento con las particularidades debidamente justificadas del grupo a ensayar.
2. La empresa propietaria llevará a cabo las pruebas estipuladas del grupo a ensayar siguiendo las condiciones estipuladas en el artículo 8 de este procedimiento y teniendo en cuenta posibles acopios, calibraciones de instrumentación y otras operaciones necesarias, atendiendo al procedimiento de la familia particularizada, que se realizarán antes de las pruebas.
3. El informe de supervisión elaborado por el operador del sistema deberá contener la información requerida en el artículo 8.2 de este procedimiento junto con:

- El acta final de la prueba con su correspondiente formato de incidencias (en caso de que proceda).
- La argumentación de los desacuerdos recogidos en las incidencias (en caso de que proceda).

En este procedimiento no aplica cálculo de contraste alguno.

Artículo 8. *Condiciones Generales del protocolo de pruebas.*

De manera general, para todas las familias definidas en este procedimiento, la determinación del valor de Mínimo Técnico Ordinario consiste en los siguientes puntos básicos:

- a) Operar el grupo hasta alcanzar el valor de plena carga.
- b) Reducir la carga hasta que se alcance el Mínimo Técnico Ordinario.

c) Registrar los datos relevantes de medidas (provenientes del sistema de control del grupo y del sistema de medición medioambiental) durante la realización de las pruebas.

d) Informe de pruebas.

En aquellos casos en los que el operador del sistema lo considere justificado, se podrá autorizar como situación a), una potencia intermedia entre la correspondiente a plena carga del grupo y el mínimo técnico esperado señalado en el apartado 4.

Las pruebas se realizarán, desde la situación a) hasta la b), con los sistemas de regulación secundaria deshabilitados.

Las pruebas de determinación de los valores Mínimo Técnico Ordinario deben ser consideradas como pruebas funcionales de planta, no requiriéndose de mayor precisión adicional en la medida que la que se dispone en la operación normal.

Las pruebas tendrán en cuenta los límites técnicos del grupo, así como los límites de emisiones de la unidad durante las mismas tal y como se indica en el artículo 3.

Para aquellos casos en los que los límites de emisiones no puedan ser debidamente medidos durante las pruebas, corresponderá al Comité de Ensayos evaluarlos.

Cualquier anomalía o perturbación ocurrida durante la realización de las pruebas que pueda ocasionar un impacto en la estabilidad de la planta o en los resultados de las pruebas, serán evaluadas tanto por el supervisor de las pruebas como por el propietario de la instalación que podrán decidir si es necesario repetir las pruebas o no. Esta situación deberá quedar justificada debidamente en el acta de resultados de las pruebas.

8.1 Plan típico de reducción de carga durante las pruebas.

De manera general, se establece un plan típico de reducción de carga de acuerdo al cual deben realizarse las pruebas. Esta reducción de carga debe tener lugar hasta alcanzar el Mínimo Técnico Ordinario resultado de las pruebas, es decir, hasta que el grupo no pueda cumplir con el artículo 3 de este procedimiento.

En el caso que durante la realización de las pruebas de reducción de carga algún parámetro crítico esté llegando a sus límites y se esté por tanto fuera de la condición normal de operación y/o exista el riesgo de que de continuar con el esquema de reducción de carga estos límites se sobrepasen, haciendo que los sistemas de control/protección del grupo actúen, el titular del grupo decidirá si es necesario interrumpir las pruebas y, de manera conjunta con el supervisor, investigará la situación específica con más detalle con la finalidad de determinar si, en efecto, esta situación puede ser considerada como el Mínimo Técnico Ordinario del grupo. Estos parámetros son dependientes de la tecnología y particularidades del grupo, por lo que en este procedimiento estos parámetros típicos se identifican para cada familia.

La reducción de carga desde el 100 % (plena carga) al Mínimo Técnico Ordinario debe ser progresiva, reduciendo los escalones de bajada a medida que la carga del grupo decrece. Por defecto el escalón máximo de reducción será del 20 % y el mínimo del 5 %, si bien de manera conjunta el titular de los grupos y el supervisor podrán valorar técnicamente que se apliquen escalones de otro tamaño o decidir iniciar la prueba desde otro punto de carga distinto al del 100 % si así lo estiman oportuno. El escalón mínimo de reducción será aplicado bajo el criterio del supervisor de las pruebas cuando la carga de la planta se aproxima a los valores declarados por la empresa propietaria para el Mínimo Técnico Ordinario. De manera general, tras cada escalón de reducción de carga, el grupo permanecerá un mínimo de 30 minutos, tiempo considerado de estabilización y condiciones estacionarias, salvo que en los procedimientos específicos por familia desarrollados en este procedimiento o por recomendaciones del fabricante, se especifiquen tiempos distintos.

8.2 Contenido del acta provisional de pruebas.

El contenido del acta de pruebas incluirá:

1. Información de la organización de las pruebas.
2. Introducción y antecedentes reportados por la empresa propietaria en su declaración previa a la realización de las pruebas de los Mínimo Técnico Ordinario.
3. Programa de pruebas ejecutado, así como el informe de las pruebas obtenido durante las mismas.
4. Condiciones operativas de la instalación durante la realización de las pruebas.
5. Curvas de corrección para las condiciones ambientales, si están disponibles.
6. Observaciones, resultados y discrepancias.
7. Conclusiones.
8. Apéndices.

Este documento debe contener toda la información relevante, con especial detalle en las condiciones de operación en las que se han realizado las pruebas, los criterios de estabilidad y los parámetros que han salido de las condiciones normales de operación como consecuencia de la reducción de la carga en el grupo o que exceden valores límites de emisión que sean de aplicación de acuerdo con su autorización medioambiental o excedan las limitaciones dadas por el fabricante.

8.3 Informe provisional de pruebas.

El informe de provisional de pruebas debe ser enviado al operador del sistema en los plazos establecidos en el Anexo A de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento, en el apartado 2.3 «Intercambio de información y responsabilidades» establecido por tecnología/familia, y el artículo 7 de este procedimiento.

8.4 Informe de supervisión de las pruebas.

El informe de supervisión de las pruebas se realizará según los criterios establecidos en el Anexo A de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento, en el apartado 2.3 «Intercambio de información y responsabilidades» establecido por tecnología/familia, y el artículo 7 de este procedimiento.

Artículo 9. *Procedimiento específico por familia: turbinas de gas.*

El objetivo de este protocolo específico es determinar el valor del Mínimo Técnico Ordinario para las turbinas de gas.

9.1 Condiciones generales de las pruebas.

9.1.1 Estado del compresor y filtros: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.1. del Anexo A.I.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

9.1.2 Estado del resto de equipos principales: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.2 del Anexo A.I.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

9.1.3 Estado/configuración del sistema de control: La turbina de gas debe operarse durante la ejecución de las pruebas de acuerdo con el funcionamiento normal, con todos los controles relevantes activados y bajo control automático. Los controles típicos para esta familia se indican a continuación de manera indicativa, sin perjuicio de que por la tecnología o particularidades del grupo objeto de las pruebas el control de la planta pueda diferir o incluir otros parámetros controlables:

- Anti-surge control.
- Inlet Guide Vane – IGV.
- Gas Turbine Inlet Temperature – TIT.
- Control de NOx (sistema de inyección de agua).

La lógica de funcionamiento, incluyendo la lógica de control de las temperaturas de combustión bajo control del sistema de control de planta, debe estar incluida en la información requerida en el artículo 5 de este procedimiento. Antes del comienzo de las pruebas, será verificado por el supervisor que estos ajustes se encuentran implementados en el control y activados durante el funcionamiento.

Durante el funcionamiento de la turbina de gas (TG) a las cargas parciales resultado de la aplicación de este procedimiento de pruebas, ésta debe encontrarse bajo el control automático de el/los sistema/s de control de planta.

Los sistemas existentes de medición de emisiones (por ejemplo, CEMS: Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones) deben encontrarse calibrados de acuerdo con el plazo establecido por la legislación aplicable, antes de la ejecución de las pruebas, mediante su proceso de calibración acorde con la legislación vigente. Los certificados de calibración deben ser entregados al supervisor de las pruebas.

9.1.4 Duración de cada prueba: Cada escalón de reducción de carga se ejecutará durante 30 minutos después de la estabilización de la turbina de gas desde el valor de carga anterior. El periodo de estabilización es de 30 minutos, excepto si durante la ejecución de las pruebas el supervisor considera conveniente por razón técnica emplear un tiempo superior. Esta situación deberá quedar justificada debidamente en el acta de resultados de las pruebas.

9.1.5 Condiciones Ambientales: La mínima carga del Mínimo Técnico Ordinario puede verse afectada por las condiciones ambientales. Si se dispone de curvas de corrección a cargas parciales, estas correlaciones deben aplicarse para corregir el valor de Mínimo Técnico Ordinario a las condiciones ambientales medidas durante las pruebas.

9.1.6 Combustible: Las pruebas se llevarán a cabo con las mezclas de combustible de funcionamiento aprobadas para el grupo tal y como se indica en el artículo 3 de este procedimiento.

Si la composición de combustible variase a lo largo del año, la empresa propietaria deberá proponer mecanismos para garantizar que el combustible usado durante los ensayos es similar al que consume habitualmente el grupo. Dicha propuesta será aprobada, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

9.1.7 Consumo de auxiliares: La potencia de generación neta del grupo debe ser medida durante la ejecución de las pruebas para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario según el apartado 2.2, «Cálculo de la potencia neta cedida a la red», del Anexo A.I.1, de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

9.2 Secuencia de las pruebas.

- Secuencia de arranque y acoplamiento de la TG (en caso de que estuviese desacoplada al inicio de las pruebas).
- TG a plena carga (IGV completamente abiertos y TIT operando conforme a diseño).
- Estabilización de la TG a plena carga durante una hora.
- Revisión del estado de la TG a plena carga durante una hora.

Los registros de potencia de generación en los bornes del alternador en esta situación se considerarán como el valor del 100 % de la potencia de la turbina de gas y las sucesivas cargas de reducción para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario serán referidas a este valor inicial.

La reducción de carga se encuentra descrita en el artículo 8.1 de este procedimiento.

9.3 Captura de información.

La información relevante del sistema de control de la planta y/o control de turbina deberá ser registrada durante las pruebas. Los datos se utilizarán para analizar el resultado final de las pruebas de Mínimo Técnico y la respuesta de la turbina de gas. En estas variables se incluirán (o suprimirán, si no aplica) todas las que en cada prueba

particular se considere necesario, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre esas medidas se encontrarán:

Condiciones ambientales y de referencia:

1. Temperatura aire ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
2. Humedad ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
3. Presión ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).

Turbina de Gas:

4. Temperatura de entrada al compresor.
5. Ángulo IGV.
6. Potencia bruta.
7. Tensión en el generador.
8. Corriente en el generador.
9. Factor de potencia.
10. Caudal gas natural.
11. Composición gas natural (mediante cromatógrafo, si se encuentra disponible).
12. Poder calorífico inferior del gas natural.
13. Caudal de combustible diésel.
14. Composición del combustible diésel.
15. Poder calorífico inferior del combustible diésel.
16. Caudal de inyección de agua.
17. Caudal de aire a la entrada del compresor.
18. Presión de descarga del compresor.
19. Temperatura de descarga del compresor.
20. Temperatura de combustión / Temperatura a la entrada de la turbina.
21. Temperatura gases de escape.
22. Difusión/propagación de la temperatura de gases de escape (spread 1, 2 y 3).
23. Temperaturas en el huelgo de la TG.
24. Vibraciones en la TG.
25. Vibraciones en el generador de la TG.
26. Acumuladores-totalizadores.
27. Acumuladores-totalizadores del sistema de combustión.
28. Cualquier otra señal específica de la instalación requerida por el supervisor.

Potencia neta:

29. Potencia neta de la planta (sistema de medición).
30. Tensión de la red.
31. Corriente en tensión inyectada en la red.
32. Factor de potencia.
33. Frecuencia de la red.

La empresa propietaria generará y extraerá de los sistemas de control la información anteriormente mencionada en un formato utilizable en herramientas ofimáticas estándar. Esta información será entregada al supervisor de las pruebas. La cadencia con la que se extraerá esta información es de 30 segundos.

El día previo a la realización de las pruebas de Mínimo Técnico, el supervisor de las pruebas podrá acceder a las instalaciones para realizar una selección de la información que puede ser capturada, las curvas de tendencia que pueden ser configuradas y tomar contacto con el sistema de control de planta y de la turbina del grupo. La empresa propietaria generará esta información adicional capturada en un formato digital estándar.

Registro de alarmas y eventos.

El registro de las alarmas y/o eventos sobre los parámetros claves se realizarán sobre el sistema de control de la planta y el control de la turbina de gas. Estos registros de alarmas y eventos, en un periodo de una hora antes de la ejecución de las pruebas, y durante la ejecución de las pruebas, serán recogidos y analizados por el supervisor de las pruebas.

9.4 Parámetros claves para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.

Típicamente, para la familia de turbina de gas, el Mínimo Técnico Ordinario puede venir determinado si se alcanzan condiciones de:

1. Vibraciones fuera de los límites operacionales
2. Enclavamientos del sistema de detección de llama
3. Propagación de la temperatura de gases de escape
4. Pulsaciones de presión
5. Enclavamientos/protecciones en el generador
6. Límites medioambientales

Si por las particularidades del grupo existen otro tipo de condicionantes además de los anteriormente descritos, estos deberán estar justificados por la empresa propietaria en la información (antecedentes) requerida en el artículo 5.

En cualquier caso, los umbrales que aplican a los parámetros anteriores deberán estar soportados siempre por la lógica de control y protección del grupo o por documentación del fabricante (manual de operación u otros) y, en caso de no estar disponible, corresponderá al supervisor valorar la documentación alternativa que pueda aportar la empresa propietaria de los grupos y decidir si acepta o no los valores propuestos.

9.5 Parámetros claves para la determinación de los límites medioambientales.

El valor de límite medioambiental se determinará cuando se alcancen los límites autorizados para el grupo que sean de aplicación de acuerdo con su autorización medioambiental, siendo los habituales:

1. NOx.
2. CO.
3. SO2.
4. Partículas.
5. Ruido.

Cualquier otro factor de aplicación extraído de su autorización medioambiental debe ser previamente reportado según se indica en el artículo 5.

Si se prevé que el nivel de ruido puede ser un parámetro limitante en la determinación del límite medioambiental, durante la ejecución de las pruebas se deberá disponer de un sistema de medición de ruido específico, calibrado según los criterios de la legislación aplicable.

Artículo 10. *Procedimiento específico por familia: grupos diésel.*

El objetivo de este protocolo específico es determinar el valor del Mínimo Técnico Ordinario para los grupos diésel «Diésel 4T» y «Diésel 2T».

10.1 Condiciones generales de las pruebas.

10.1.1 Estado del circuito de toma de aire: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.1 del Anexo A.V.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

10.1.2 Estado del resto de los equipos principales: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.2 del Anexo A.V.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

10.1.3 Estado/configuración del sistema de control: El grupo diésel debe operarse durante la ejecución de las pruebas de acuerdo con el funcionamiento normal, con todos los controles relevantes activados y bajo control automático. Los controles para esta familia se indican a continuación, de manera indicativa, sin perjuicio de que, por especificidades del grupo, se puedan incluir otros parámetros controlables:

- Control de velocidad.
- Control del sistema de agua de refrigeración.
- Control de aire de sobrealimentación (si aplica).
- Control de temperatura de combustible.

La lógica de funcionamiento debe estar incluida en la información requerida en el artículo 5 de este procedimiento. Antes del comienzo de las pruebas, se verificará que estos ajustes se encuentran implementados en el control y activados durante el funcionamiento.

Durante el funcionamiento del grupo diésel, a las cargas parciales resultado de la aplicación de este procedimiento de pruebas, éste debe encontrarse bajo control automático de el/los sistema/s de control de planta.

Los sistemas existentes de medición de emisiones (por ejemplo, CEMS: Sistema de Monitorización Continua de Emisiones) deben encontrarse calibrados de acuerdo con el plazo establecido por la legislación aplicable, antes de la ejecución de las pruebas, mediante su proceso de calibración acorde con la legislación vigente. Los certificados de calibración deben ser entregados al supervisor de las pruebas.

10.1.4 Duración de cada prueba: Cada escalón de reducción de carga se ejecutará durante 30 minutos después de la estabilización del grupo diésel desde el valor de carga anterior. El periodo de estabilización es de 30 minutos, excepto si durante la ejecución de las pruebas el supervisor considera conveniente emplear un tiempo superior. Esta situación deberá quedar justificada debidamente en el acta de resultados de las pruebas.

10.1.5 Condiciones ambientales: La mínima carga del Mínimo Técnico Ordinario puede verse afectada por las condiciones ambientales. Si se dispone de curvas de corrección a cargas parciales, estas correlaciones deben aplicarse para corregir el valor de Mínimo Técnico Ordinario a las condiciones ambientales medidas durante las pruebas.

10.1.6 Combustible: Las pruebas se llevarán a cabo con las mezclas de combustible de funcionamiento aprobadas para el grupo tal y como se indica en el artículo 3 de este procedimiento.

Si la composición de combustible variase a lo largo del año, la empresa propietaria deberá proponer mecanismos para garantizar que el combustible usado durante los ensayos es similar al que consume habitualmente el grupo. Dicha propuesta será aprobada, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

10.1.7 Consumo de auxiliares: La potencia de generación neta del grupo debe ser medida durante la ejecución de las pruebas para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario según el apartado 2.2, «Cálculo de la potencia neta cedida a la red», del Anexo A.V.1, de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

10.2 Secuencia de las pruebas.

- Secuencia de arranque y acoplamiento del grupo diésel (en caso de que estuviese desacoplado al inicio de las pruebas).
- Grupo diésel a plena carga.
- Estabilización del grupo diésel a plena carga durante una hora.
- Revisión del estado del grupo diésel a plena carga durante una hora.

Los registros de potencia de generación en los bornes del alternador en esta situación se considerarán como el valor del 100 % de la potencia del grupo diésel y las sucesivas cargas de reducción para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario serán referidas a este valor inicial.

La reducción de carga se encuentra descrita en el artículo 8.1 de este procedimiento.

10.3 Captura de información.

La información relevante del sistema de control de la planta y/o control del grupo diésel deberá ser registrada durante las pruebas. Los datos se utilizarán para analizar el resultado final de las pruebas de Mínimo Técnico y la respuesta del grupo diésel. En estas variables se incluirán (o suprimirán, si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre esas medidas se encontrarán:

Condiciones ambientales y de referencia:

1. Temperatura aire ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
2. Humedad ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
3. Presión ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
4. Temperatura del agua de circulación.

Unidad de generación:

5. Potencia bruta.
6. Tensión en el generador.
7. Corriente en el generador.
8. Factor de potencia.
9. Caudal de gas natural.
10. Composición del gas natural (mediante cromatógrafo, si se encuentra disponible).
11. Poder calorífico inferior del gas natural.
12. Caudal de combustible diésel.
13. Composición del combustible diésel.
14. Poder calorífico inferior del combustible diésel.
15. Temperatura del combustible a la entrada del calentador de combustible.
16. Temperatura del combustible a la salida del calentador de combustible.
17. Temperatura de salida del agua de refrigeración.
18. Temperatura aire de entrada en el compresor (Turbo Charger).
19. Caudal de entrada de aire en el compresor (Turbo Charger).
20. Presión de descarga del compresor (Turbo Charger).
21. Temperatura de descarga del compresor (Turbo Charger).
22. Temperatura de salida del intercooler.
23. Temperatura gases de escape.
24. Temperatura de gases de escape en cada cilindro.
25. Presión de compresión de cada cilindro.
26. Vibraciones en el motor diésel.
27. Vibraciones en el generador del grupo diésel.
28. Acumuladores-totalizadores.
29. Acumuladores-totalizadores del sistema de combustión (diésel, gas natural).
30. Cualquier otra señal específica de la instalación requerida por el supervisor del control de los motores.

Potencia neta:

31. Potencia neta de la planta (sistema de medición).
32. Tensión de la red.
33. Corriente en tensión inyectada en la red.

34. Factor de potencia.
35. Frecuencia de la red.

La empresa propietaria generará y extraerá de los sistemas de control la información anteriormente mencionada en un formato utilizable en herramientas ofimáticas estándar. Esta información será entregada al supervisor de las pruebas. La cadencia con la que se extraerá esta información es de 30 segundos.

El día previo a la realización de las pruebas de Mínimo Técnico, el supervisor de las pruebas podrá acceder a las instalaciones para realizar una selección de la información que puede ser capturada, las curvas de tendencia que pueden ser configuradas y tomar contacto con el sistema de control de planta y de la turbina del grupo. La empresa propietaria generará esta información adicional capturada en un formato digital estándar.

Registro de alarmas y eventos.

El registro de las alarmas y/o eventos sobre los parámetros claves se realizarán sobre el sistema de control de la planta y/o el control del grupo diésel. Estos registros de alarmas y eventos, en un periodo de una hora antes de la ejecución de las pruebas, y durante la ejecución de las pruebas, serán recogidos y analizados por el supervisor de las pruebas.

10.4 Parámetros claves para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.

Típicamente, para la familia de los grupos diésel, el Mínimo Técnico Ordinario puede venir determinado si se alcanzan condiciones de:

1. Vibraciones fuera de los límites operacionales
2. Asimetrías en la propagación de la temperatura de gases de escape entre cada cilindro
3. Asimetrías en la presión final de compresión de cada cilindro
4. Combustión acíclica («knocking»)
5. Enclavamientos/protecciones en el generador
6. Límites medioambientales

Si por las particularidades del grupo existen otro tipo de condicionantes además de los anteriormente descritos, estos deberán estar justificados por la empresa propietaria en la información (antecedentes) requerida en el artículo 5.

En cualquier caso, los umbrales que aplican a los parámetros anteriores deberán estar soportados siempre por la lógica de control y protección del grupo o por documentación del fabricante (manual de operación u otros) y, en caso de no estar disponible, corresponderá al supervisor valorar la documentación alternativa que pueda aportar la empresa propietaria de los grupos y decidir si acepta o no los valores propuestos.

10.5 Parámetros claves para la determinación de los límites medioambientales.

El valor de límite medioambiental se determinará cuando se alcancen los límites autorizados para el grupo que sean de aplicación de acuerdo con su autorización medioambiental, siendo los habituales:

1. NOx.
2. CO.
3. SO2.
4. Partículas.
5. Ruido.

Cualquier otro factor de aplicación extraído de su autorización medioambiental debe ser previamente reportado según se indica en el artículo 5.

Si se prevé que el nivel de ruido puede ser un parámetro limitante en la determinación del límite medioambiental, durante la ejecución de las pruebas se deberá disponer de un sistema de medición de ruido específico, calibrado según los criterios de la legislación aplicable.

Artículo 11. *Procedimiento específico por familia: centrales térmicas de ciclo combinado.*

El objetivo de este protocolo específico es determinar, el valor del Mínimo Técnico Ordinario para las centrales térmicas de ciclo combinado en las distintas configuraciones 1x1, 2x1 y 3x1.

11.1 Condiciones generales de las pruebas.

11.1.1 Estado del condensador: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.1 del Anexo A.III.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

11.1.2 Estado de la caldera de recuperación: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.2 del Anexo A.III.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

11.1.3 Estado del compresor y filtro de aire de la turbina de gas: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 del Anexo A.III.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

11.1.4 Estado del resto de los equipos principales: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.4 del Anexo A.III.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

11.1.5 Estado/configuración del sistema de control: La central térmica de ciclo combinado debe operarse durante la ejecución de las pruebas de acuerdo con el funcionamiento normal, con todos los controles relevantes activados y bajo control automático. Los controles típicos para esta familia se indican a continuación de manera indicativa, sin perjuicio de que por la tecnología del grupo objeto de las pruebas el control de la planta pueda diferir o incluir otros parámetros controlables:

- Control de presión de vapor.
- Control de temperatura de vapor.
- Control de temperatura agua de alimentación.
- Control de temperatura del combustible.
- Anti-surge control.
- Inlet Guide Vane – IGV.
- Gas Turbine Inlet Temperature – TIT.
- Control de NOx (sistema de inyección de agua).

La lógica de funcionamiento debe estar incluida en la información requerida en el artículo 5 de este procedimiento. Antes del comienzo de las pruebas, se verificará que estos ajustes se encuentran implementados en el control y activados durante el funcionamiento.

Durante el funcionamiento del ciclo combinado a las cargas parciales resultado de la aplicación de este procedimiento de pruebas, debe encontrarse bajo control automático de el/los sistema/s de control de planta.

Los sistemas existentes de medición de emisiones (por ejemplo, CEMS: Sistema de Monitorización Continua de Emisiones) deben encontrarse calibrados de acuerdo con el plazo establecido por la legislación aplicable, antes de la ejecución de las pruebas, mediante su proceso de calibración acorde con la legislación vigente. Los certificados de calibración deben ser entregados al supervisor de las pruebas.

11.1.6 Duración de cada prueba: Cada escalón de reducción de carga se ejecutará durante 30 minutos después de la estabilización del grupo desde el valor de carga anterior. El periodo de estabilización es de 30 minutos, excepto si durante la ejecución de

las pruebas el supervisor de las pruebas de las pruebas considera conveniente emplear un tiempo superior. Esta situación deberá quedar justificada debidamente en el acta de resultados de las pruebas.

11.1.7 Condiciones Ambientales: La mínima carga del Mínimo Técnico Ordinario puede verse afectada por las condiciones ambientales. Si se dispone de curvas de corrección a cargas parciales, estas correlaciones deben aplicarse para corregir el valor de Mínimo Técnico Ordinario a las condiciones ambientales medidas durante las pruebas.

11.1.8 Combustible: Las pruebas se llevarán a cabo con las mezclas de combustible de funcionamiento aprobadas para el grupo tal y como se indica en el artículo 3 de este procedimiento.

Si la composición de combustible variase a lo largo del año, la empresa propietaria deberá proponer mecanismos para garantizar que el combustible usado durante los ensayos es similar al que consume habitualmente el grupo. Dicha propuesta será aprobada, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

11.1.9 Consumo de auxiliares: La potencia de generación neta del grupo debe ser medida durante la ejecución de las pruebas para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario según el apartado 2.2, «Cálculo de la potencia neta cedida a la red», del Anexo A.III.1, de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

11.2 Secuencia de las pruebas.

La secuencia de las pruebas dependerá de la configuración del ciclo combinado que se está probando: 1x1, 2x1 y 3x1. Cada una de estas configuraciones tiene su propia secuencia de pruebas.

11.2.1 Secuencia de pruebas con una TG y una TV (1x1): Para una configuración 1x1 (una turbina de gas, caldera de recuperación, y una turbina de vapor), la secuencia de pruebas de determinación del Mínimo Técnico Ordinario será:

- Secuencia de arranque y acoplamiento de la TG y TV (en caso de que estuviese desacoplado al inicio de las pruebas).
- TG a plena carga.
- Estabilización a plena carga durante una hora.
- Revisión del estado del grupo a plena carga durante una hora.

Los registros de potencia de generación en los bornes del alternador de la turbina de gas se considerarán como el valor del 100 % de la potencia y las sucesivas cargas de reducción para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario serán referidas a este valor inicial.

Si la configuración está basada en una turbina de gas y una de vapor acoplada a un mismo eje de manera que accionan un mismo generador eléctrico, los registros de potencia de generación en los bornes del alternador se considerarán como el 100 % de la potencia, y las sucesivas cargas de reducción para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario serán referidas a este valor inicial.

La reducción de carga en ambos casos se encuentra descrita en el artículo 8.1 de este procedimiento.

11.2.2 Secuencia de pruebas con dos TG y una TV (2x1): Para una configuración 2x1 (dos turbinas de gas, TG1 y TG2, caldera de recuperación y una turbina de vapor), la secuencia de pruebas de determinación del Mínimo Técnico Ordinario será:

- Secuencia de arranque y acoplamiento de la TG1 y TV (en caso de que estuviese desacoplado al inicio de las pruebas).
- TG1 a plena carga.
- Estabilización a plena carga durante una hora.
- Revisión del estado a plena carga durante una hora.

Los registros de potencia de generación en los bornes del alternador de la turbina de gas se considerarán como el valor del 100 % de potencia y las sucesivas cargas de reducción para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario serán referidas a este valor inicial.

A partir de ese punto, se realizará la reducción de carga descrita en el artículo 8.1 de este procedimiento hasta determinar el Mínimo Técnico Ordinario en la configuración 1x1 (MTO1).

Una vez alcanzado el Mínimo Técnico Ordinario MTO1 según los criterios establecidos en este procedimiento, se mantiene la turbina de gas TG1 en la carga en la que se encuentre y se procede al arranque y acoplamiento de la turbina de gas TG2. La turbina de gas TG2 se lleva al mismo nivel de carga a la que se encuentra la turbina de gas TG1 en el MTO1.

Después de un periodo de estabilización descrito en el artículo 8.1, se procede a la reducción de carga simultánea en las dos turbinas de gas en escalones de 10 % o 5 %, según el criterio del supervisor de las pruebas hasta alcanzar el Mínimo Técnico Ordinario en la configuración 2x1 (MTO2) según los criterios de este procedimiento, con los tiempos de estabilización definidos en el artículo 8.1.

11.2.3 Secuencia de pruebas con tres TG y una TV (3x1): Para una configuración 3x1 (tres turbinas de gas, TG1, TG2 y TG3, caldera de recuperación y una turbina de vapor), la secuencia de pruebas de determinación del Mínimo Técnico Ordinario será:

- Secuencia de arranque y acoplamiento de la TG1 y TV (en caso de que estuviese desacoplado al inicio de las pruebas).
- TG1 a plena carga.
- Estabilización a plena carga durante una hora.
- Revisión del estado a plena carga durante una hora.

Los registros de potencia de generación en los bornes del alternador de la turbina de gas se considerarán como el valor del 100 % de potencia y las sucesivas cargas de reducción para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario serán referidas a este valor inicial.

A partir de ese punto, se realizará la reducción de carga descrita en el artículo 8.1 de este procedimiento hasta determinar el Mínimo Técnico Ordinario en la configuración 1x1 (MTO1).

Una vez alcanzado el Mínimo Técnico Ordinario MTO1 según los criterios establecidos en este procedimiento, se mantiene la turbina de gas TG1 en la carga en la que se encuentre y se procede al arranque y acoplamiento de la turbina de gas TG2. La turbina de gas TG2 se lleva al mismo nivel de carga a la que se encuentra la turbina TG1 en el MTO1.

Después de un periodo de estabilización descrito en el artículo 8.1, se procede a la reducción de carga simultánea en las dos turbinas de gas en escalones de 10 % o 5 %, según el criterio del supervisor de las pruebas hasta alcanzar el Mínimo Técnico Ordinario en la configuración 2x1 (MTO2) según los criterios de este procedimiento, con los tiempos de estabilización definidos en el artículo 8.1.

Una vez alcanzado el Mínimo Técnico Ordinario MTO2 según los criterios establecidos en este procedimiento, se mantienen las turbinas de gas TG1 y TG2 en la carga en la que se encuentren y se procede al arranque y acoplamiento de la turbina de gas TG3. La turbina de gas TG3 se lleva al mismo nivel de carga a la que se encuentran las turbinas de gas TG1 y TG2 en el MTO2.

Después de un periodo de estabilización descrito en el artículo 8.1, se procede a la reducción de carga simultánea en las tres turbinas de gas en escalones de 10 % o 5 %, según el criterio del supervisor de las pruebas hasta alcanzar el Mínimo Técnico Ordinario en la configuración 3x1 (MTO3) según los criterios de este procedimiento, con los tiempos de estabilización definidos en el artículo 8.1.

11.3 Captura de información.

La información relevante del sistema de control de planta y/o control del grupo deberá ser registrada durante las pruebas. Los datos se utilizarán para analizar el resultado final de las pruebas de Mínimo Técnico y la respuesta del ciclo combinado en distintas configuraciones. En estas variables se incluirán (o suprimirán, si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre esas medidas se encontrarán:

Condiciones ambientales y de referencia:

1. Temperatura aire ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
2. Humedad ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
3. Presión ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
4. Agua de circulación.

Turbina de Gas:

5. Temperatura de entrada al compresor.
6. Ángulo IGV.
7. Potencia bruta.
8. Tensión en el generador.
9. Corriente en el generador.
10. Factor de potencia.
11. Caudal de gas natural.
12. Composición del gas natural (mediante cromatógrafo, si se encuentra disponible).
13. Poder calorífico inferior del gas natural.
14. Caudal de combustible diésel.
15. Composición del combustible diésel.
16. Poder calorífico inferior del combustible diésel.
17. Caudal de inyección de agua.
18. Caudal de aire a la entrada del compresor.
19. Presión de descarga del compresor.
20. Temperatura de descarga del compresor.
21. Temperatura de combustión / Temperatura a la entrada de la turbina.
22. Temperatura gases de escape.
23. Difusión/propagación de la temperatura de gases de escape (spread 1, 2 y 3).
24. Temperaturas en el huelgo de la TG.
25. Vibraciones en la TG.
26. Vibraciones en el generador de la TG.
27. Acumuladores-totalizadores.
28. Acumuladores-totalizadores del sistema de combustión.
29. Cualquier otra señal específica de la instalación requerida por el supervisor de las pruebas del control de la turbina de gas.

Turbina de vapor:

30. Potencia bruta.
31. Tensión en el generador.
32. Corriente en el generador.
33. Factor de potencia.
34. Temperatura salida agua de circulación a la salida del condensador.
35. Temperatura gases de escape.
36. Presión en los calderines de alta y media presión.
37. Temperatura en los calderines de alta y media presión.
38. Temperatura del agua de alimentación a la entrada del economizador.

39. Temperatura de vapor sobrecalentado a la salida de caldera en cada uno de los niveles de presión.
40. Presión de vapor sobrecalentado a la salida de caldera en cada uno de los niveles de presión.
41. Caudal de vapor sobrecalentado a la salida de caldera en cada uno de los niveles de presión.
42. Caudal de atemperación en alta presión.
43. Caudal de atemperación en media presión.
44. Temperatura de entrada de vapor de alta presión a la entrada de la turbina.
45. Presión de entrada de vapor alta presión a la entrada de la turbina.
46. Presión de salida de vapor a la salida del cuerpo de alta presión.
47. Temperatura de salida de vapor alta presión a la salida del cuerpo de alta presión.
48. Temperatura de vapor a la entrada de los cuerpos de presión intermedia de la turbina de vapor.
49. Presión de entrada de vapor a la entrada de los cuerpos de presión intermedia de la turbina de vapor.
50. Presión de salida de vapor de los cuerpos de presión intermedia de la turbina de vapor.
51. Temperatura de salida de vapor de los cuerpos de presión intermedia de la turbina de vapor.
52. Temperatura de vapor de entrada a del cuerpo de baja presión.
53. Presión de entrada de vapor a la entrada del cuerpo de baja presión.
54. Temperatura de vapor de salida del cuerpo de baja presión.
55. Presión de salida de vapor a baja presión (entrada en el condensador).
56. Presión en el desgasificador.
57. Temperatura en el desgasificador.
58. Vibraciones en la turbina de vapor.
59. Vibraciones en el generador.
60. Vibraciones en las bombas de agua de alimentación y de condensado.
61. Acumuladores-totalizadores.
62. Tags específicos de la caldera de recuperación y/o turbina de vapor para el grupo bajo pruebas.

Potencia neta:

63. Potencia neta de la planta (sistema de medición).
64. Tensión de la red.
65. Corriente en tensión de la red.
66. Factor de potencia.
67. Frecuencia de la red.

La empresa propietaria generará y extraerá de los sistemas de control la información anteriormente mencionada en un formato utilizable en herramientas ofimáticas estándar. Esta información será entregada al supervisor de las pruebas. La cadencia con la que se extraerá esta información es de 30 segundos.

El día previo a la realización de las pruebas de Mínimo Técnico, el supervisor de las pruebas podrá acceder a las instalaciones para realizar una selección de la información que puede ser capturada, las curvas de tendencia que pueden ser configuradas y tomar contacto con el sistema de control de planta, de la turbina de gas, turbina de vapor y waste heat boiler (generador de vapor). La empresa propietaria generará esta información adicional capturada en un formato digital estándar.

Registro de alarmas y eventos.

El registro de las alarmas y/o eventos sobre los parámetros claves se realizarán sobre el sistema de control de la planta y el control del grupo. Estos registros de alarmas

y eventos, en un periodo de una hora antes de la ejecución de las pruebas, y durante la ejecución de las pruebas, serán recogidos y analizados por el supervisor de las pruebas.

11.4 Parámetros clave para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.

Típicamente, para la familia de centrales térmicas de ciclo combinado, el Mínimo Técnico Ordinario puede venir determinado si se alcanzan condiciones de:

1. Temperaturas fuera del rango operacional.
2. Presiones fuera del rango operacional.
3. Caudal de atemperadores fuera de rango.
4. Enclavamientos del sistema de detección de llama.
5. Propagación de la temperatura de gases de escape.
6. Pulsaciones de presión en las TG.
7. Apertura automática de válvulas que normalmente deben encontrarse cerradas (válvulas de by-pass, drenajes) en el ciclo agua-vapor.
8. Vibraciones fuera de los límites operacionales.
9. Enclavamientos/protecciones en el generador.
10. Límites medioambientales.

Si por las particularidades del grupo existen otro tipo de condicionantes además de los anteriormente descritos, estos deberán estar justificados por la empresa propietaria en la información (antecedentes) requerida en el Artículo 5.

En cualquier caso, los umbrales que aplican a los parámetros anteriores deberán estar soportados siempre por la lógica de control y protección del grupo o por documentación del fabricante (manual de operación u otros) y, en caso de no estar disponible, corresponderá al supervisor valorar la documentación alternativa que pueda aportar la empresa propietaria de los grupos y decidir si acepta o no los valores propuestos.

Para grupos con configuraciones 2x1 o 3x1, la aplicación de los criterios anteriores en el procedimiento de pruebas definido en este procedimiento dará como resultado distintos valores de Mínimo Técnico Ordinario, tantos como el número de configuraciones, tal y como ha quedado expuesto en el artículo 11.2.3.

11.5 Parámetros claves para la determinación de los límites medioambientales.

El valor de límite medioambiental se determinará cuando se alcancen los límites autorizados para el grupo que sean de aplicación de acuerdo con su autorización medioambiental, siendo los habituales:

- NOx.
- CO.
- SO2.
- Partículas.
- Ruido.

Cualquier otro factor de aplicación extraído de su autorización medioambiental debe ser previamente reportado según se indica en el artículo 5.

Si se prevé que el nivel de ruido puede ser un parámetro limitante en la determinación del límite medioambiental, durante la ejecución de las pruebas se deberá disponer de un sistema de medición de ruido específico, calibrado según los criterios de la legislación aplicable.

Artículo 12. *Procedimiento específico por familia: grupos de generación térmica de turbinas de vapor de fuel.*

El objetivo de este protocolo específico es determinar, el valor del Mínimo Técnico Ordinario para los grupos de generación térmica de turbinas de vapor de fuel.

12.1 Condiciones generales de las pruebas.

12.1.1 Estado del condensador: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.1 del Anexo A.II.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

12.1.2 Estado de la caldera: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.2 del Anexo A.II.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

12.1.3 Estado de los calentadores de agua de alimentación: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 del Anexo A.II.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

12.1.4 Estado del resto de los equipos principales: Se realizará según los criterios establecidos en el apartado 6.1.4 del Anexo A.II.2 de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

12.1.5 Estado/configuración del sistema de control: La central térmica de fuel debe operarse durante la ejecución de las pruebas de acuerdo con el funcionamiento normal, con todos los controles relevantes activados y bajo control automático. Los controles típicos para esta familia se indican a continuación de manera indicativa, sin perjuicio de que por la tecnología del grupo objeto de las pruebas el control de la planta pueda diferir o incluir otros parámetros controlables:

- Control presión de vapor.
- Control temperatura de vapor.
- Control temperatura agua de alimentación.
- Control temperatura combustible.
- Control automático del sistema de soplado (si dispone).

La lógica de funcionamiento, incluyendo la lógica de control de las temperaturas de combustión bajo control del sistema de control de la planta, debe estar incluida en la información requerida en el artículo 5 de este procedimiento. Antes del comienzo de las pruebas, se verificará que estos ajustes se encuentran implementados en el control y activados durante el funcionamiento.

Durante el funcionamiento de la central térmica a las cargas parciales resultado de la aplicación de este procedimiento de pruebas, deben encontrarse bajo control automático de el/los sistema/s de control de planta.

Los sistemas existentes de medición de emisiones (por ejemplo, CEMS: Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones) deben encontrarse calibrados de acuerdo con el plazo establecido por la legislación aplicable, antes de la ejecución de las pruebas, mediante su proceso de calibración acorde con la legislación vigente. Los certificados de calibración deben ser entregados al supervisor de las pruebas.

12.1.6 Duración de cada prueba: Cada escalón de reducción de carga se ejecutará durante 30 minutos después de la estabilización del grupo desde el valor de carga anterior. El periodo de estabilización es de 60 minutos, excepto si durante la ejecución de las pruebas el supervisor considera conveniente emplear un tiempo superior. Esta situación deberá quedar justificada debidamente en el acta de resultados de las pruebas.

12.1.7 Condiciones ambientales: La mínima carga del Mínimo Técnico Ordinario puede verse afectada por las condiciones ambientales. Si se dispone de curvas de corrección a cargas parciales, estas correlaciones deben aplicarse para corregir el valor del Mínimo Técnico Ordinario a las condiciones ambientales medidas durante las pruebas.

12.1.8 Combustible: Las pruebas se llevarán a cabo con las mezclas de combustible de funcionamiento aprobadas para el grupo tal y como se indica en el artículo 3 de este procedimiento.

Si la composición de combustible variase a lo largo del año, la empresa propietaria deberá proponer mecanismos para garantizar que el combustible usado durante los

ensayos es similar al que consume habitualmente el grupo. Dicha propuesta será aprobada, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

12.1.9 Consumo de auxiliares: La potencia de generación neta del grupo debe ser medida durante la ejecución de las pruebas para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario según el apartado 2.2, «Cálculo de la potencia neta cedida a la red», del Anexo A.II.1, de la resolución de procedimientos de pruebas de rendimiento.

12.2 Secuencia de las pruebas.

– Secuencia de arranque de la central térmica de fuel (en caso de que estuviese desacoplado al inicio de las pruebas).

– Central térmica de fuel a plena carga.

– Estabilización de la central térmica de fuel a plena carga durante una hora.

– Revisión del estado de la central térmica de fuel a plena carga durante una hora.

Los registros de potencia de generación en los bornes del alternador en esta situación se considerarán como el valor del 100 % de la potencia de la central térmica de fuel y las sucesivas cargas de reducción para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario serán referidas a este valor inicial.

La reducción de carga se encuentra descrita en el artículo 8.1 de este procedimiento.

12.3 Captura de información.

La información relevante del sistema de control de la planta y/o control de la central térmica de fuel deberá ser registrada durante las pruebas. Los datos se utilizarán para analizar el resultado final de las pruebas de Mínimo Técnico y la respuesta de la central térmica de fuel. En estas variables se incluirán (o suprimirán, si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre esas medidas se encontrarán:

Condiciones ambientales y de referencia:

1. Temperatura aire ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
2. Humedad ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
3. Presión ambiente (estación meteorológica o sistema medioambiental).
4. Temperatura del agua de circulación.

Central térmica de fuel:

5. Potencia bruta.
6. Tensión en el generador.
7. Corriente en el generador.
8. Factor de potencia.
9. Caudal de combustible fuel oil.
10. Composición del combustible fuel oil.
11. Poder calorífico inferior del combustible fuel oil.
12. Caudal de combustible a cada sección de los quemadores de combustible.
13. Temperatura del combustible a la entrada del calentador de combustible.
14. Temperatura del combustible a la salida del calentador de combustible.
15. Temperatura de salida del agua de circulación del condensador.
16. Caudal de aire.
17. Temperatura de entrada de aire (air preheater).
18. Temperatura de salida de aire (air preheater).
19. Temperatura de los gases de entrada al precalentador (air preheater).
20. Temperatura de los gases de salida al precalentador (air preheater).
21. Temperatura de gases de escape.
22. Presión en el calderín.
23. Temperatura en el calderín.

24. Temperatura del agua de alimentación a la salida del último precalentador.
25. Temperatura del agua de alimentación a la entrada del economizador.
26. Temperatura de vapor sobrecalentado.
27. Presión de vapor sobrecalentado.
28. Caudal de vapor sobrecalentado.
29. Caudal de atemperación vapor de alta presión.
30. Temperatura de vapor a la entrada de turbina.
31. Presión de vapor a la entrada de la turbina de alta presión.
32. Presión de vapor a la salida de la turbina de alta presión.
33. Temperatura de salida de la turbina de alta presión.
34. Temperatura de vapor de entrada del recalentador.
35. Temperatura de vapor de salida del recalentador.
36. Presión de vapor de salida del recalentador.
37. Caudal de atemperación en media presión.
38. Presión de vapor en las extracciones.
39. Temperatura de vapor en las extracciones.
40. Presión de salida de la turbina de baja presión (entrada al condensador).
41. Temperatura de agua de condensado a la entrada y salida de cada precalentador.
42. Temperatura de agua de alimentación a la entrada y salida de cada precalentador.
43. Presión en el desgasificador de la caldera.
44. Temperatura en el desgasificador de la caldera.
45. Vibraciones en la turbina de vapor.
46. Vibraciones en el generador.
47. Vibraciones en las bombas de agua de alimentación y de condensado.
48. Acumuladores-totalizadores.
49. Acumuladores-totalizadores.
50. Cualquier otra señal específica de la instalación requerida por el supervisor de las pruebas del control de la caldera.
51. Demanda Tampering gases reheater/superheater.

Potencia neta:

52. Potencia neta de la planta (sistema de medición).
53. Tensión de la red.
54. Corriente en tensión de la red.
55. Factor de potencia.
56. Frecuencia de la red.

La empresa propietaria generará y extraerá de los sistemas de control la información anteriormente mencionada en un formato utilizable en herramientas ofimáticas estándar. Esta información será entregada al supervisor de las pruebas. La cadencia con la que se extraerá esta información es de 30 segundos.

El día previo a la realización de las pruebas de Mínimo Técnico, el supervisor de las pruebas podrá acceder a las instalaciones para realizar una selección de la información que puede ser capturada, las curvas de tendencia que pueden ser configuradas y tomar contacto con el sistema de control de planta y del grupo. La empresa propietaria generará esta información adicional capturada en un formato digital estándar.

Registro de alarmas y eventos.

El registro de las alarmas y/o eventos sobre los parámetros claves se realizarán sobre el sistema de control de la planta y el control de los grupos. Estos registros de alarmas y eventos, en un periodo de una hora antes de la ejecución de las pruebas, y durante la ejecución de las pruebas, serán recogidos y analizados por el supervisor de las pruebas.

12.4 Parámetros clave para la determinación del Mínimo Técnico Ordinario.

Típicamente, para la familia de central térmica de fuel, el Mínimo Técnico Ordinario puede venir determinado si se alcanzan condiciones de:

1. Temperaturas fuera del rango operacional.
2. Presiones fuera del rango operacional.
3. Caudal de atemperadores fuera del rango operacional.
4. Combustión inestable (sistemas de detección de llama).
5. Apertura de válvulas que normalmente deben encontrarse cerradas (válvulas de bypass y drenajes).
6. Vibraciones fuera de los límites operacionales.
7. Enclavamientos/protecciones en el generador.
8. Límites medioambientales.

Si por las particularidades del grupo existen otro tipo de condicionantes además de los anteriormente descritos, estos deberán estar justificados por la empresa propietaria en la información (antecedentes) requerida en el artículo 5.

En cualquier caso, los umbrales que aplican a los parámetros anteriores deberán estar soportados siempre por la lógica de control y protección del grupo o por documentación del fabricante (manual de operación u otros) y, en caso de no estar disponible, corresponderá al supervisor valorar la documentación alternativa que pueda aportar la empresa propietaria de los grupos y decidir si acepta o no los valores propuestos.

12.5 Parámetros claves para la determinación de los límites medioambientales.

El valor de límite medioambiental se determinará cuando se alcancen los límites autorizados para el grupo que sean de aplicación de acuerdo con su autorización medioambiental, siendo los habituales:

- NOx.
- CO.
- SO2.
- Partículas.
- Ruido.

Cualquier otro factor de aplicación extraído de su autorización medioambiental debe ser previamente reportado según se indica en el artículo 5.

Si se prevé que el nivel de ruido puede ser un parámetro limitante en la determinación del límite medioambiental, durante la ejecución de las pruebas se deberá disponer de un sistema de medición de ruido específico, calibrado según los criterios de la legislación aplicable.