ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Proyecto

"Modificación del Procedimiento Técnico del COES Nº 21 'Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES-SINAC' y Anexo A: 'Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN'"

Las sugerencias al Proyecto se recibirán en la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, durante 15 días calendario contados desde la fecha de la presente publicación.

Correo Electrónico: Proc_Conexion@osinerg.gob.pe

Fax Nº: (511) 224 0491

Página Web: www.osinerg.gob.pe

Lima, diciembre de 2009

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 232-2009-OS/CD

Lima, 02 de diciembre de 2009

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, constituye requisito para la aprobación de los reglamentos y normas de alcance general que dicte el Organismo Regulador, dentro de su ámbito de competencia, que sus respectivos proyectos hayan sido prepublicados en el diario oficial El Peruano, por un plazo no menor de 15 días calendario, a fin de que los interesados presenten sus opiniones y sugerencias a la misma, sin que ello tenga carácter vinculante ni de lugar a procedimiento administrativo;

Que, en atención a lo señalado en el considerando precedente, corresponde publicar en el diario oficial El Peruano y en la página Web de OSINERGMIN el proyecto de resolución que aprueba la modificación del Procedimiento Técnico Nº 21 del Comité de Operación Económica del Sistema "Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES-SINAC" y su Anexo A: "Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN";

Que, se han emitido los Informes Nº 0479-2009-GART y Nº 0483-2009-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Disponer la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe, del proyecto de resolución que aprueba la modificación del Procedimiento Técnico Nº 21 del Comité de Operación Económica del Sistema "Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES-SINAC" y su Anexo A: Procedimiento Técnico COES "Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN", Anexos de la presente resolución, conjuntamente con su exposición de motivos.

Artículo 2°.- Definir un plazo de quince (15) días calendarios, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN, ubicada en la Avenida Canadá

Nº 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía fax al número telefónico Nº 224 0491, o vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: Proc_Conexión@osinerg.gob.pe. La recepción de las opiniones y sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Srta. Ana Rosa Vallejos Cordero.

Artículo 3°.- Encargar a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria la recepción y análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten respecto al proyecto de norma, así como la presentación de la propuesta final al Consejo Directivo de OSINERGMIN.

Artículo 4°.- La presente resolución, conjuntamente con su Anexo, deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada con los Informes Nº 0479-2009-GART y Nº 0483-2009-GART en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº ……-2009-OS/CD

Lima, …. de …….. de 2009

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Legislativo Nº 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, publicado el 02 de mayo de 2008 (en adelante "DL 1002"), se declaró de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables (en adelante RER), estableciéndose diversas disposiciones con la finalidad de promover la inversión para la generación de electricidad a través del uso de energías renovables;

Que, mediante Decreto Supremo Nº 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante "Reglamento RER"), que establece disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002;

Que, el literal c) del Artículo 10º del Reglamento RER, referido a los requisitos para el postor, señala que las unidades de generación RER deben cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en los Procedimientos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES-SINAC");

Que, de otro lado, de acuerdo con la Norma "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada por Resolución OSINERGMIN Nº 476-2008-OS/CD (en lo sucesivo "Guía Procedimientos Técnicos"); cualquier propuesta de procedimiento por parte del COES-SINAC, debe seguir con la secuencia del proceso de aprobación, que entre otros, exige el cumplimiento de los requisitos de elaboración y contenido de dicha propuesta, así como ceñirse a los plazos establecidos, iniciándose el referido proceso conforme a lo dispuesto en el artículo 8 de la Guía Procedimientos Técnicos, con la publicación del Comunicado en el diario oficial El Peruano, asimismo se dispone que el proyecto de Resolución que aprueba definitivamente el Procedimiento Técnico, deberá ser elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN (GART);

Que, en atención a las normas antes mencionadas, el COES-SINAC presentó con carta COES/D Nº 1308-2009 su propuesta de modificación del Procedimiento Técnico Nº 21 del COES "Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES-SINAC" con el Anexo A, "Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN", para incluir los requerimientos técnicos de operación para conectar parques eólicos al SEIN, la misma que fue ratificada en la Sesión de Directorio COES Nº 345 del 17 de noviembre de 2009;

Que, mediante aviso publicado en el diario oficial El Peruano el 27 de agosto de 2009, se dio Inicio al Proceso de Aprobación de la modificación del Procedimiento Técnico Nº 21 del COES "Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES-SINAC" y el referido Anexo A, estableciendo que el Procedimiento Técnico propuesto por el COES podía ser consultado en la página Web de OSINERGMIN, para recibir opiniones y sugerencias de los interesados. Posteriormente, OSINERGMIN, facultado por el numeral 5.3 del Artículo 5° del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, realizó observaciones a la citada propuesta del COES, mediante Oficio Nº 1031-2009-GART. Sin embargo, dichas observaciones no fueron absueltas por el COES-SINAC en el plazo establecido;

Que, el Artículo 9° de la Guía Procedimientos Técnicos dispone que el OSINERGMIN se encuentra facultado para continuar de oficio un procedimiento de aprobación, en cuyo caso se mantendrán las etapas transcurridas, continuando con el procedimiento conforme se explica en el Título II de la Guía Procedimientos Técnicos;

Que, en tal sentido, conforme lo establece la Guía Procedimientos Técnicos, OSINERGMIN elaboró el Proyecto de modificación del Procedimiento Técnico Nº 21 del COES "Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES-SINAC" y el Anexo A, "Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN", el cual, en cumplimiento del Artículo 25º del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, fue publicado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 232-2009-OS/CD, en el diario oficial El Peruano el … de …… de 2009, y en el marco de lo dispuesto por la Ley Nº 28832, contribuyendo de ese modo a garantizar la transparencia, cognoscibilidad y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte en el cumplimiento del encargo asignado;

Que, la Resolución OSINERGMIN Nº 232-2009-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde la fecha de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma prepublicada a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, han sido analizados en el Informe Nº …-2009-GART, y atendiendo a las disposiciones del Reglamento del COES aprobado mediante Decreto Supremo Nº 027-2008-EM y a la Guía de Procedimientos Técnicos, han sido acogidos aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final de la modificación del procedimiento técnico Nº 21 del COES "Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES-SINAC" y el Anexo A, "Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN";

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Incorporar el numeral 5.4 al Procedimiento Técnico Nº 21 del COES ”Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES-SINAC“, el cual consignará el siguiente texto:

“5.4 REQUISITOS PARA EL INGRESO DE AEROGENERADORES Y PARQUES EÓLICOS

En el Anexo A se incluyen los requerimientos técnicos de operación que adicionalmente se deberán cumplir para la conexión de Aerogeneradores y Parques Eólicos al SEIN”

Artículo 2°.- Aprobar el Procedimiento Técnico “Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución y que se incorporará como Anexo A del Procedimiento Técnico Nº 21 del COES “Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES-SINAC”.

Artículo 3°.- La presente Resolución y el Procedimiento Técnico deberán ser publicadas en el diario oficial “El Peruano” y consignadas, junto con los informes N° XXX-2009-GART y N° XXX-2009-GART, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

Artículo 4°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Mediante Decreto Legislativo Nº 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, publicado el 02 de mayo de 2008, se establecieron diversas disposiciones con la finalidad de promover la inversión para la generación de electricidad a través del uso de energías renovables y, entre otras, se declaró de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de la nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER).

Posteriormente, mediante Decreto Supremo Nº 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, que establece disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del Decreto Legislativo Nº 1002.

Al respecto, el literal c) del Artículo 10º del Reglamento RER, referido a requisitos para el postor, señala que las unidades de generación RER deben cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en los Procedimientos del COES;

Con fecha 18 de agosto del presente, el COES-SINAC presentó su propuesta de modificación del Procedimiento Técnico Nº 21 del COES “Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES-SINAC”, para incluir los requerimientos técnicos de operación para conectar parques eólicos al SEIN;

De este modo, en aplicación de lo señalado en el Artículo 8º de la Norma “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, el 27 de agosto del presente OSINERGMIN publicó el mencionado Comunicado en el diario oficial El Peruano.

Posteriormente, en aplicación de las facultades señaladas en el numeral 5.3 del Artículo 5° del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, OSINERGMIN realizó observaciones a la citada propuesta del COES-SINAC, mediante Oficio Nº 1031-2009-GART. Sin embargo, dichas observaciones no fueron respondidas por el COES en el plazo establecido;

En consecuencia, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 9° de la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, OSINERGMIN está facultado para continuar de oficio un procedimiento de aprobación, en cuyo caso se mantendrán las etapas transcurridas, continuando con el procedimiento conforme se explica en el Título II de la referida Guía.

Teniendo en cuenta la necesidad de la aprobación de acuerdo a lo encargado por el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables y conforme a lo dispuesto en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos se ha elaborado el presente proyecto de resolución que aprueba el Procedimiento Técnico “Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN”, que forma parte como Anexo A al Procedimiento Técnico Nº 21 del COES “Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES-SINAC”.

PROYECTO DE

PROCEDIMIENTO TECNICO

ANEXO A

"Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN"

PROYECTO

Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN

ARTÍCULO 1º OBJETIVO

El presente Procedimiento Técnico tiene por objeto especificar los criterios técnicos de conexión al SEIN de las instalaciones de generación eléctrica denominadas instalaciones eólicas, que emplean el viento como recurso de energía primaria.

ARTÍCULO 2º ALCANCES

Los criterios técnicos de conexión, especificados en el presente Procedimiento Técnico, establecen los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, puesta en servicio, funcionamiento y seguridad de las instalaciones eólicas conectadas a los sistemas de transmisión pertenecientes al SEIN. No obstante, el COES se reserva el derecho de hacer o no hacer uso de las funciones requeridas, dependiendo de las características de la red.

Los criterios técnicos de conexión serán de cumplimiento obligatorio, en el punto de conexión a red, para todas las instalaciones eólicas, que se conecten a los sistemas de transmisión pertenecientes al SEIN, a partir del 01 de enero de 2010.

Los criterios técnicos de conexión, especificados en el presente documento, son de aplicación a:

- Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema (Coordinador).

- Los titulares y/u operadores de Sistemas de Transmisión que pertenezcan al SEIN.

- Los titulares de las instalaciones eólicas que se conecten al **SEIN**. A estos efectos, se considera como una instalación eólica a la turbina eólica o las agrupaciones de turbinas eólicas (parque eólico) con una potencia total nominal registrada superior a los 500 kW. La potencia total nominal registrada de los titulares de las instalaciones eólicas, en cada barra asociada al punto de conexión a red, debe ser inferior al 5% de la potencia de cortocircuito de dicha barra; sin embargo, este valor podría ser modificado en base a nuevos estudios que realice el COES.

Los titulares de las instalaciones eólicas serán los responsables de comprobar, asegurar y demostrar que las turbinas eólicas cumplen con los criterios técnicos de conexión. El COES se reserva el derecho de solicitar, en cualquier momento, la documentación del fabricante de la turbina eólica o de un instituto de certificación independiente que certifique el cumplimiento de los criterios técnicos de conexión, especificados en el presente Procedimiento Técnico.

En caso de incumplimiento de los criterios técnicos de conexión, independientemente de las penalizaciones económicas que se prevea por el

OSINERGMIN, el **COES**, por seguridad y fiabilidad del sistema, se reserva el derecho de no permitir la conexión de las mencionadas instalaciones eólicas.

Por otro lado, las instalaciones eólicas deben cumplir con las disposiciones adicionales de integración al mercado eléctrico y cualquier otro tipo de disposiciones no incluidas en el presente procedimiento, relacionadas con la operación y control del **SEIN**, pero que se especifiquen en otros procedimientos técnicos del Operador del Sistema Eléctrico.

ARTÍCULO 3º MARCO LEGAL

Para efectos del presente procedimiento se considerará como Leyes Aplicables las normas que se indican a continuación y aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan, así como las normas conexas a los dispositivos citados:

- Decreto Legislativo Nº 1002: Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, mayo 2008.
- Decreto Supremo Nº 050-2008-EM: Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, octubre 2008.
- Decreto Supremo Nº 027-2008-EM: Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, mayo 2008.
- Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, julio 2006.
- Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley Nº 25844, noviembre 1992.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, marzo 1993.
- Resolución Directoral Nº 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados
- Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, octubre 2002.
- Texto Único Ordenado de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, Ley Nº 27806.
- Disposiciones dictadas por OSINERGMIN.
- Otras Normas vigentes del Sector Eléctrico.

ARTÍCULO 4º DEFINICIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

Inclúyase en el GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SINAC, aprobado por Sesión de Directorio Nº 128 del 25 de agosto de 2000, las siguientes definiciones:

4.1. Contrato de Concesión: Es el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Resultante de la Subasta, que establece los compromisos relativos a la

construcción, operación y régimen tarifario de la planta de generación con Recursos Energéticos Renovables. Se inicia a partir de la Fecha de Cierre y se mantiene vigente hasta el vencimiento del Plazo de Vigencia.

4.2. **Instalación Eólica:** Una turbina eólica o agrupación de varias turbinas eólicas (parque eólico) en un emplazamiento determinado con un solo punto de conexión a la red eléctrica que disponga de autorización administrativa y contrato de concesión para el suministro de energía renovable a un sistema de transmisión o de distribución perteneciente al SEIN. Una instalación eólica consta de turbinas eólicas, líneas eléctricas subterráneas que las interconectan y una subestación transformadora para la conexión del parque eólico a un sistema de transmisión o distribución de energía eléctrica a través de una línea de evacuación, así como de todos los sistemas de potencia que dispone hasta el punto de conexión a red (transformadores, sistemas de compensación reactiva, FACTS, sistemas de acumulación de energía, etc.).

4.3. **Punto de Conexión a Red (PCR):** Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional donde se entrega la producción eléctrica de la instalación eólica.

4.4. **Turbina Eólica:** Sistema de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Un turbina eólica consta de la turbina eólica propiamente dicha, el sistema de transmisión mecánica, el generador eléctrico, el sistema de control y todos los sistemas adicionales de control y potencia que puede incluir (convertidores electrónicos, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, transformador, sistemas de acumulación de energía, etc.).

ARTÍCULO 5º CONTROL DE POTENCIA ACTIVA

Las instalaciones eólicas deben tener capacidad de controlar la potencia activa total en el punto de conexión a red. En función de la operación del sistema, y a solicitud del Coordinador, las instalaciones eólicas deben ajustar la potencia activa total a un valor de referencia exigido. En relación a lo anteriormente indicado, las instalaciones eólicas deben disponer de los dispositivos de control necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia activa total en el punto de conexión a red en todo el rango de potencias posibles en función de la disponibilidad de la energía del viento. Cabe señalar que dicho rango estará limitado por el concepto de control de la turbina eólica, que se menciona en el numeral 5.1, referido al Ajuste de la Potencia Activa.

Además, las instalaciones eólicas, deben tener la capacidad de limitar el valor de las rampas de subida o bajada (no relacionada con la disminución de la fuente de energía primaria) de la potencia activa total en el punto de conexión. Dichas limitaciones a las rampas son establecidas por el Coordinador. Asimismo, las instalaciones eólicas deben disponer de sistemas de control que permitan realizar el arranque y desconexión progresiva de las turbinas eólicas.

Adicionalmente, las instalaciones eólicas deben disponer de sistemas de medición con capacidad de enviar al Coordinador las medidas correspondientes a las diferencias entre la potencia activa total producible de acuerdo a la energía del viento y la potencia activa total producida, y entre la potencia activa total producida y el valor de referencia establecido por el Coordinador.

El COES por motivos de seguridad y fiabilidad del sistema, se reserva el derecho de modificar los valores de control de potencia activa especificados en este numeral. Las instalaciones eólicas deben ser informadas de las modificaciones de los valores de referencia de control de potencia activa total y de las rampas de subida/bajada con suficiente antelación, para que puedan implementarlas en sus sistemas de control. Las modificaciones de control de potencia solicitadas por el Coordinador deben ajustarse a las características técnicas de las turbinas eólicas.

5.1. AJUSTE DE LA POTENCIA ACTIVA

Las instalaciones eólicas deben tener la capacidad de ajustar la potencia total en el punto de conexión a red al valor de referencia de potencia activa, establecido por el Coordinador, en un tiempo máximo de 1 minuto y con un desvío máximo sobre el valor de potencia de referencia que no debe superar un +5% de la potencia nominal registrada de la instalación eólica. La instalación eólica debe garantizar la exigencia de ajuste a un valor de referencia determinado de la potencia activa total para valores de potencia activa que oscilen entre el 20-100% de la potencia nominal registrada de la instalación.

Si el control individual de turbinas eólicas no es suficiente para ajustar la potencia activa total de la instalación eólica entonces se procederá a la desconexión controlada de las turbinas eólicas.

5.2. CONTROL DE RAMPAS DE POTENCIA ACTIVA

La instalación eólica debe garantizar una capacidad de reducción de la potencia total en el punto de conexión a red hasta un valor inferior al 20% de la potencia nominal registrada, limitada a una rampa de reducción ajustable en el rango del 10-100% de la potencia nominal registrada por minuto.

Asimismo, la instalación eólica debe garantizar una capacidad de aumento de la potencia total en el punto de conexión a red limitada a una rampa de aumento ajustable en el rango del 10-100% de la potencia nominal registrada por minuto.

5.3. CONTROL DE ARRANQUE Y DESCONEXIÓN

Las instalaciones eólicas deben garantizar que las turbinas eólicas no arranquen más de una vez en un periodo de 10 minutos. Asimismo, deben garantizar una rampa máxima de arranque inferior al 10% de la potencia nominal registrada por minuto.

Las instalaciones eólicas deben garantizar que a velocidades superiores a 25 m/seg, no se desconecten simultáneamente todas las turbinas eólicas. No se debe desconectar simultáneamente más del 5% de la potencia nominal registrada por minuto. La desconexión total de la instalación eólica debe darse en un periodo de tiempo no inferior a 20 minutos.

5.4. CONTROL DE POTENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

En condiciones de emergencia, el Coordinador puede exigir una reducción rápida de la potencia activa en el punto de conexión a red. La instalación eólica debe garantizar la capacidad de un control individual de las turbinas eólicas que permita reducir la potencia desde un 100% a un 20% de la potencia nominal registrada en un tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del Coordinador.

ARTÍCULO 6º CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

Las Instalaciones Eólicas deben tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión a red, de acuerdo a las características mínimas establecidas en el Procedimiento de Conexión. El Coordinador es el debe establecer las necesidades de absorción/inyección de potencia reactiva.

La potencia reactiva de la instalación eólica está sujeta a las consignas del Coordinador. En función de la operación del sistema, y a solicitud del Coordinador, las instalaciones eólicas deben ajustar su potencia reactiva a los valores exigidos dentro de los rangos especificados. En relación a lo anteriormente indicado, la instalación eólica debe disponer de los dispositivos de control necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia reactiva en un tiempo máximo de 30 segundos, en cualquier nivel de generación de potencia activa. El desvío máximo sobre la potencia reactiva de referencia establecida por el Operador del Sistema Eléctrico no deberá superar un +5%.

El cumplimiento de las exigencias de potencia reactiva es responsabilidad exclusiva del titular de la instalación tanto cuando la instalación eólica inyecta potencia activa como cuando no genera potencia activa.

Si para cumplir con las exigencias de generación/absorción de potencia reactiva en el punto de conexión a red, establecidas por el Coordinador, es necesaria la instalación de sistemas de regulación de potencia reactiva adicionales, estos sistemas pueden ser estáticos o dinámicos. Asimismo, no se permiten escalones de potencia reactiva superiores al 2,5% de la capacidad de transmisión de potencia de la línea de evacuación de la instalación eólica.

Los requisitos de generación o absorción de potencia reactiva tanto en régimen permanente como en condiciones anormales de funcionamiento se especifican en los siguientes numerales.

6.1. POTENCIA REACTIVA EN RÉGIMEN PERMANENTE

En régimen permanente, las instalaciones eólicas deben equiparse con sistemas de control de potencia reactiva que permitan ajustar el factor de potencia en el punto de conexión a red.

Las instalaciones eólicas deben tener capacidad para operar dentro de los rangos de factor de potencia de 0,95 capacitivo (en adelanto) y de 0,95 inductivo (en retraso) y debe mantenerse para los niveles de generación de potencia activa que varían entre el 20% y 100% de la potencia nominal de la instalación eólica. Para valores de generación de potencia activa inferiores al 20% de la potencia nominal, la potencia reactiva podrá decrecer linealmente hasta el punto de potencia reactiva nula con potencia activa nula.

La exigencia de mantener la potencia reactiva de la instalación eólica dentro de los rangos establecidos, es aplicable a valores de tensión en el punto de conexión a red que oscilen entre 0,95 y 1,05 p.u.

La solicitud de control de la potencia reactiva, en régimen permanente, en el punto de conexión a red, establecida por el Coordinador, puede transmitirse en forma de un calendario de funcionamiento diario en el que se indique las consignas de referencia de la potencia reactiva en diferentes periodos del día así como la duración de los mismos o como lo prevea el Procedimiento Técnico COES de Programación de la Operación de Corto Plazo.

6.2. POTENCIA REACTIVA EN CONDICIONES ANORMALES

En condiciones anormales de funcionamiento, la tensión en el punto de conexión a red puede superar el rango de 0,95 a 1,05 p.u. El valor máximo admisible de sobretensión es de 1,1 p.u., limitado a un tiempo máximo de 30 minutos. El valor máximo admisible de subtensión es de 0,9 p.u. durante un tiempo máximo de 1 hora.

ARTÍCULO 7º CONTROL DE FRECUENCIA

Las instalaciones eólicas operan a una frecuencia nominal igual a 60 Hz. No obstante, a estas instalaciones se les permite operar en un rango que oscila entre los 57,0 Hz y 62,0 Hz:

- Entre 59,4 Hz y 60,6 Hz, la instalación debe operar de forma continua.

- Entre 59,4 Hz y 58,4 Hz, y entre 60,6 Hz y 61,6 Hz, la instalación eólica deberá mantenerse conectada durante un tiempo no superior a 60 minutos ni menor a 30 minutos.

- Entre 58,4 Hz y 57,8 Hz, y entre 61,6 Hz y 62,0 Hz, la instalación eólica deberá mantenerse conectada durante un tiempo no superior a 30 segundos.

- Entre 57,8 y 57,0 Hz, la instalación eólica deberá mantenerse conectada durante un tiempo no superior a 10 segundos.

- Si la frecuencia es inferior a 57,0 Hz o superior a 62,0 Hz, la instalación eólica deberá desconectarse de la red en un tiempo no superior a 300 ms.

La instalación eólica deberá permanecer conectada incluso ante variaciones de frecuencia de hasta ±2 Hz por segundo. No se permitirá la conexión de instalaciones eólicas mientras la frecuencia de la red esté por encima de 60,6 Hz.

El titular de la instalación eólica debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que ante aumentos y reducciones en la frecuencia en los rangos anteriormente definidos, ella no se desconecte y no sufra daños.

En situaciones excepcionales, y a solicitud del Coordinador, las instalaciones eólicas deben ser capaces de operar de forma intencionada por debajo de su potencia activa total producible con el objeto de disponer de capacidad de reserva secundaria en caso de reducción de frecuencia de la red.

ARTÍCULO 8º CONTROL DE TENSIÓN

Las instalaciones eólicas deben mantenerse conectadas al sistema de transmisión ante variaciones de la tensión en el punto de conexión a red en un rango de +15% de la tensión nominal. Asimismo, deben disponer de un sistema de control de tensión con una respuesta similar a un regulador automático de tensión. El sistema de control de la instalación eólica debe permitir el ajuste de la tensión en el punto de conexión a red al valor de referencia establecido por del Coordinador. El sistema de control de tensión debe actuar continuamente para regular la tensión en el punto de conexión ajustando el valor de la potencia reactiva dentro de los rangos especificados en el Artículo 6°, Control de la Potencia Reactiva.

Asimismo, las turbinas eólicas deben disponer de transformadores con regulación bajo carga que ajusten la tensión en el lado de baja tensión de las turbinas eólicas dentro de un rango igual a 0,95 p.u. – 1,05 p.u.

Si para cumplir con las exigencias de control de tensión en el punto de conexión a red, establecidas por el Coordinador, es necesaria la instalación de sistemas de regulación de potencia reactiva adicionales, estos sistemas pueden ser estáticos o dinámicos, los cuales forman parte del sistema de control de tensión de la instalación eólica.

8.1. CONTROL DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED

La instalación eólica debe disponer de los equipos necesarios para realizar un control de la tensión en la barra de conexión a la referencia de tensión establecida por el Coordinador. El sistema de control debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Independientemente de su implementación física, el sistema de control debe comportarse en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la tensión respecto de la referencia de tensión) de acuerdo al siguiente esquema de bloques simplificado, de control de tensión en régimen permanente:

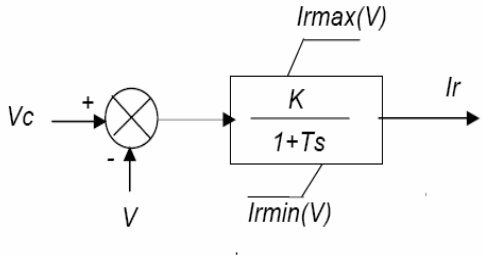

Figura 1: Diagrama de bloques del sistema de control de tensión de una instalación eólica.

Donde V_c es el valor de referencia de la tensión eficaz, V es la tensión eficaz en el punto de conexión a la red (o bornes de máquina en su caso). La constante K representa la ganancia proporcional y T representa a la constante de tiempo. La corriente reactiva en p.u., que se entrega a la red en base a la corriente aparente nominal es I_r, estando esta intensidad, limitada tanto superior como inferiormente, en función de la tensión V.

- La capacidad de absorción/inyección de potencia reactiva de la instalación eólica será proporcional a un intervalo simétrico de tensión alrededor de la tensión nominal (± ΔV= ±5%).
- La capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva debe mantenerse mientras la instalación eólica esté acoplada entregando un valor de potencia activa superior al 20% de la potencia nominal registrada de la instalación. Para un valor inferior a esa potencia activa, la capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva podrá decrecer linealmente hasta el punto de potencia reactiva nula con potencia activa nula.
- Fuera del rango de tensiones $1-\Delta V \leq V \leq 1+\Delta V$ el regulador mantendrá la acción de control dentro de los márgenes de inyección/absorción de potencia reactiva que la producción de potencia activa le permita.
- La velocidad de respuesta en potencia reactiva del regulador de tensión de régimen permanente será tal que toda actuación del mismo deberá haberse completado antes de 30 segundos.
- El error de régimen permanente en la tensión será tal que la tensión en el punto de conexión a red se mantenga dentro de la banda de variación admisible que el Coordinador establece en torno a la referencia de tensión, mientras el sistema de control no esté saturado en los límites de inyección/absorción de potencia reactiva. Adicionalmente, la instalación eólica debe ser capaz de realizar la función de control a un valor de referencia de la potencia reactiva o del factor de potencia con la misma velocidad de respuesta que en la función de control a un valor de referencia de tensión. La función de control concreta será indicada por el Coordinador en función de las condiciones de operación del SEIN.

La instalación eólica mantendrá la potencia activa total programada constante mientras el recurso primario lo permita y esté en funcionamiento el sistema de control de régimen permanente, independientemente de que la función de control sea a un valor de referencia de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.

La función de control del valor de referencia de tensión, de la potencia reactiva o del factor de potencia en el régimen permanente cederá sus funciones

durante los regímenes transitorios ante severas perturbaciones, al equipo regulador de tensión establecido para el régimen transitorio pudiendo ser un mismo control si posee la velocidad de respuesta requerida.

8.2. TRANSFORMADORES CON REGULACIÓN BAJO CARGA

La instalación eólica debe disponer de un transformador con regulación bajo carga que permita adecuar la tensión de la red de media tensión a la tensión del punto de conexión a red. El mencionado transformador deberá permitir ajustar la tensión en el lado de media tensión a un valor de 1,0 p.u. ante las variaciones de la tensión en el punto de conexión a red. Sin embargo, el transformador con regulación bajo carga no puede ajustar las variaciones de tensión que aparecen durante una perturbación severa, por lo que después de la perturbación, la tensión en el lado de media tensión del transformador puede causar la desconexión generalizada de las turbinas eólicas, siendo necesaria la intervención del equipo regulador de tensión establecido para el régimen transitorio.

ARTÍCULO 9º CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ANTE CONTINGENCIAS SEVERAS

9.1. PERFIL DE LOS HUECOS DE TENSIÓN

La instalación eólica y todos sus componentes adicionales deben ser capaces de soportar, sin desconectarse, cualquier perturbación severa transitoria en la tensión (en módulo y/o en ángulo) en el punto de conexión a red, causados por cortocircuitos equilibrados o desequilibrados o por cualquier causa de otra naturaleza sin presencia de falla, con los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión, mostrado en la figura 2. Es decir, no se producirá la desconexión en la parte superior a la envolvente dibujada por la línea roja de la figura 2, la cual representa la tensión fase a tierra en p.u. en las fases falladas, en caso de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos. La figura 2 está relacionada a una generación eléctrica eólica inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red.

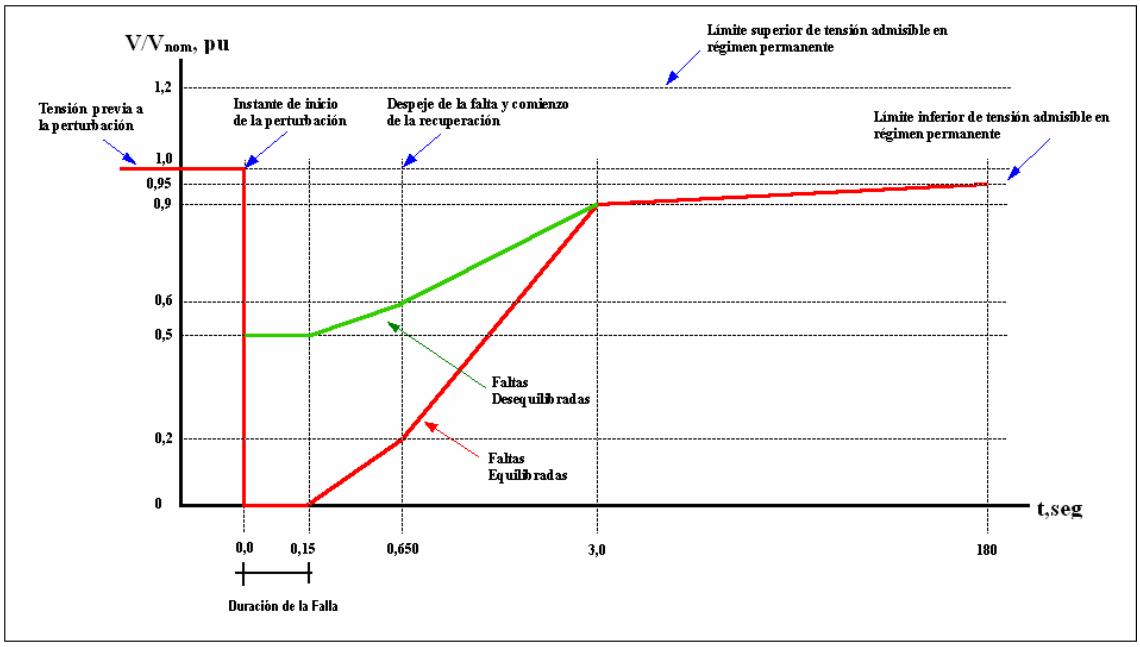

Figura 2: Perfil del hueco de tensión fase a tierra de las fases falladas en el punto de conexión a red.

En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión en el que la instalación eólica y todos sus componentes adicionales deben permanecer conectados a la red de forma similar a los cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos, pero situándose el valor del límite inferior en 0,5 p.u. en lugar de 0 p.u. y en 0,6 p.u. en lugar de 0,2 p.u., tal como lo indica la envolvente verde de la figura 2.

Una vez despejada la falla, la tensión en el punto de conexión a red se recuperará al 90% de su valor nominal en un tiempo máximo de 3 segundos desde el inicio de la falla. Además, la instalación eólica y todos sus componentes adicionales deben permanecer conectados ante sobretensiones en una o en todas sus fases cuya tensión eficaz a tierra en el punto de conexión a la red alcance un 1,2 p.u. durante 250 ms ó 1,15 p.u. durante un segundo.

La instalación eólica debe garantizar una recuperación escalonada de la potencia activa para evitar oscilaciones de tensión y sobretensiones una vez despejada la falla. La rampa de recuperación de potencia activa debe entrar en acción un segundo después de que la tensión en el punto de conexión a red alcance el 90% de su valor anterior a la falla y debe tener un gradiente mínimo de 20% de la potencia nominal registrada por segundo. La rampa puede hacerse efectiva en forma de escalones (reconexión individual de las turbinas eólicas) si el escalón de reconexión no supera el 10% de la potencia nominal registrada por segundo.

Las instalaciones eólicas deben equiparse con dispositivos de protección cuyas magnitudes de ajuste puedan adaptarse a las exigencias descritas en este numeral.

El cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro ante huecos de tensión es responsabilidad exclusiva del titular de la instalación. El titular de la

instalación debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la misma cumpla con los criterios técnicos establecidos ante huecos de tensión.

El cumplimiento del comportamiento exigido durante cortocircuitos deberá ser verificado y certificado por un centro acreditado por el COES. Es necesario elaborar un procedimiento de verificación, validación y acreditación de la respuesta de las instalaciones eólicas ante huecos de tensión. El COES se reserva el derecho de proponer modificaciones en la respuesta transitoria de la instalación eólica para mantener la continuidad de suministro ante huecos de tensión y las instalaciones eólicas deberán adaptarse a esas exigencias.

9.2. INYECCIÓN DE CORRIENTE DURANTE EL HUECO DE TENSIÓN

Durante la falla y posterior recuperación de la tensión en el punto de conexión a red, la instalación eólica debe ser capaz de generar una corriente aparente de, al menos, el valor de la corriente nominal de la instalación. Con esta premisa, se intentará mantener una generación de potencia activa lo más parecida posible a la generada antes de producirse la falla.

La aportación de intensidad aparente por parte de la instalación en el punto de conexión, durante las perturbaciones, se debe efectuar de tal forma que el punto de funcionamiento sea ajustado por un sistema de control automático de tensión con un principio de funcionamiento similar al regulador de tensión de los generadores síncronos convencionales (ya sea a nivel de punto de conexión a la red o a nivel de máquina con el correspondiente traslado a bornes de la misma de los valores de tensión eficaz del punto de conexión a la red) cumpliendo los siguientes requisitos:

- Durante la perturbación se debe mantener el valor de referencia de tensión del régimen permanente previo si el control de régimen permanente estaba funcionando en función de control a valor de referencia de tensión.

- Durante la perturbación se mantendrá como referencia de tensión la previa a la perturbación si el control de régimen permanente estaba en función de control a referencia de potencia reactiva o de factor de potencia.

- El mencionado sistema de control debe iniciar inmediatamente su funcionamiento en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión a la red supere los límites admisibles de actuación, que establezca el Coordinador, ya sea por subtensión o sobretensión y, una vez finalizada la perturbación, permanecerá activo durante al menos 30 segundos una vez se mantenga la tensión permanentemente dentro de los límites admisibles para la operación del sistema eléctrico. Posteriormente, retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación.

- Independientemente de su implementación física, el sistema de control se debe comportar en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la tensión respecto de la tensión de consigna) de acuerdo al mismo esquema de bloques simplificado, descrito anteriormente para el control de tensión en régimen permanente.

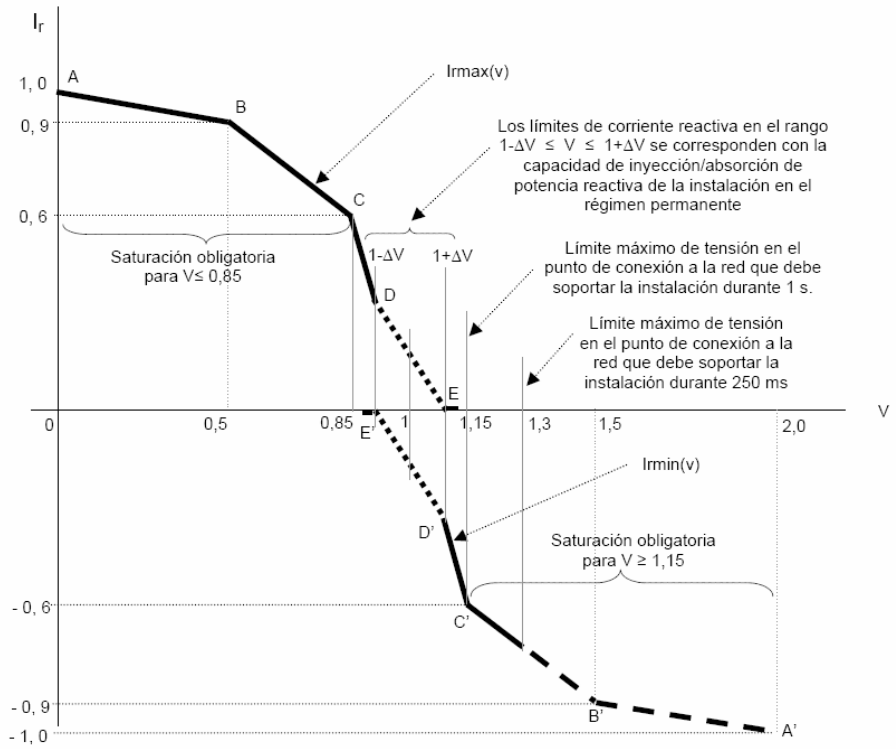

Figura 3: Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva Ir.

- Dentro del margen de tensión del ± ΔV (definido en el Artículo 8°), alrededor de la tensión nominal, la instalación tendrá capacidad para absorber/inyectar la misma potencia reactiva exigida para el control de la tensión en el régimen permanente.

- Los límites de saturación mínimos de la corriente reactiva inyectada/absorbida Ir que debe ser capaz de alcanzar la instalación mediante el sistema de control de tensión en régimen transitorio, se indican en la figura 3, con ayuda de dos curvas poligonales (A-B-C-D-E y A'-B'-C'-D'-E'). No obstante, en función de la evolución futura de la dinámica de las tensiones, el COES se reserva el derecho de dar instrucciones de modificación de dichos límites mínimos de saturación, ya sea de modo general o en emplazamientos concretos, por otros de valor inferior, perdiendo adicionalmente el carácter de límites mínimos.

- La ganancia K y la constante de tiempo T del regulador serán tales que:

  - Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red inferiores a 0,85 p.u. o superiores a 1,15 p.u., la velocidad de respuesta sea tal que se alcance el 90% de la acción de control requerida en menos de 40 ms.

  - Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red comprendidas en el rango 0,85 ≤V ≤ 1,15pu la velocidad de respuesta sea tal que se alcance el 90% de la acción de control requerida en menos de 250 ms, no obstante, el Coordinador podrá requerir dicha respuesta en hasta 1

s.

- El error de régimen permanente deberá coincidir con el correspondiente al control de tensión de régimen permanente.

9.3. CONSUMOS DE POTENCIA/ENERGIA ACTIVA Y REACTIVA

No es admisible, en el punto de conexión a red, el consumo de potencia activa o reactiva por parte de la instalación eólica durante el periodo de duración de la falla, así como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma.

9.3.1. FALLAS EQUILIBRADAS (TRIFÁSICAS)

No obstante lo indicado en el párrafo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 50 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falla y los 100 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente, se permiten consumos transitorios durante el resto de la falla.

Los consumos de energía y potencia (activa y reactiva) admisibles para una instalación eólica durante una falla equilibrada se presentan de forma esquemática en la Tabla 1:

Tipos de consumo	***Límites de consumos de potencia y energía (activa y reactiva)***		
	Fallas Equilibradas		
	Zona A	***Zona B***	***Zona C***
	50 ms del inicio de la falla	***Durante la falla***	***100 ms después de despejada la falla***
Consumo neto de potencia activa, P_a	No limitado	< 10% Pnom (1 ciclo)	No limitado
Consumo neto de potencia reactiva, Q_r	< 60% Pnom (1 ciclo)	No limitado	No limitado
Consumo neto energía activa, E_a	No limitado	No limitado	No limitado
Consumo neto energía reactiva, E_r	No limitado	No limitado	<60% Pnom (100 ms)

Tabla 1: Consumo de energía y potencia (activa y reactiva) ante una falla equilibrada.

9.3.2. FALLAS DESEQUILIBRADAS (MONOFÁSICAS Y BIFÁSICAS)

Al igual que en el caso de las fallas equilibradas, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 100 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falla y los 100 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente, se permiten consumos transitorios durante el resto de la falla.

Los consumos de energía y potencia (activa y reactiva) admisibles para una instalación eólica durante una falla desequilibrada se presentan de forma esquemática en la Tabla 2.

Tipos de consumo	***Límites de consumos de potencia y energía (activa y reactiva)***		
	Fallas desequilibradas		
	Zona A	***Zona B***	***Zona C***
	100 ms del inicio de la falla	***Durante la falla***	***100 ms después de despejada la falla***
Consumo neto de potencia activa, P_a	No limitado	< 30% Pnom (1 ciclo)	No limitado
Consumo neto de potencia reactiva, Q_r	No limitado	< 40% Pnom (1 ciclo)	No limitado
Consumo neto energía activa, E_a	No limitado	< 45% Pnom (120 ms)	No limitado
Consumo neto energía reactiva, E_r	No limitado	< 40% Pnom (120 ms)	No limitado

Tabla 2: Consumo de energía y potencia (activa y reactiva) ante una falla desequilibrada

9.4. SISTEMA DE REGISTRO DE CONTINGENCIAS

La instalación eólica deberá contar con sistemas de registro de contingencias. Estos dispositivos deben tener la capacidad de almacenar en memoria la información más relevante de una falta con suficiente velocidad de respuesta, por lo que debe contar con la función de medición sincronizada de fasores. Los lugares idóneos para la instalación de estos dispositivos de medición son el transformador de potencia de la subestación transformadora y la línea de transmisión de evacuación de la instalación eólica.

ARTÍCULO 10º CALIDAD DE LA TENSIÓN

10.1. CAMBIOS BRUSCOS O ESCALONES DE TENSIÓN

Se definen los cambios bruscos de tensión como el cambio rápido del valor eficaz de tensión, para una cierta duración de tiempo. El cambio relativo de tensión, *d*, que podría causar la instalación eólica debe ser limitado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$d \leq \frac{\Delta V_{dyn}}{V_{nom}}$$

Los valores máximos permitidos para los cambios bruscos de tensión causados por la instalación eólica en el punto de conexión a red, se presentan en la Tabla 8.1:

Frecuencia de cambio brusco de tensión, r, (horas $^{-1}$)	$\frac{\Delta V_{dyn}}{V_{nom}}$ ***,%***
r≤1	3.0
1<r≤10	2.5
10<r≤100	1.5
100<r	1.0

Tabla 8.1: Máximos valores permitidos para los cambios bruscos de tensión.

10.2. PARPADEO (FLICKER) Y FLUCTUACIONES DE TENSIÓN

Se aplica lo dispuesto en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

10.3. TENSIONES ARMÓNICAS

Se aplica lo dispuesto en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

10.4. INTERFERENCIAS TELEFÓNICAS

El factor de forma armónico telefónico (THFF) se define como:

$$THFF = \sqrt{\sum_{n=1}^{50}\left(\frac{V_n}{V_1}\cdot F_n\right)^2}$$

$$F_n = P_n \cdot n \cdot \frac{f_n}{800}$$

Donde:

P_n es la interferencia relativa a la frecuencia f_n en un circuito de telecomunicación que se determina a partir de un factor de peso psophométrico de acuerdo al CCITT (*Directives Concerning the Protection of Telecommunication Lines Against Harmful Effects from Electric Lines*, CCITT 1978).

El valor THFF no debe exceder el valor 1.0 % en el punto de conexión a red de la instalación eólica.

10.5. INTERFERENCIA EN LAS TELECOMUNICACIONES

La instalación eólica no debe generar un ruido superior a 35 dB (0 dB = 0.775 V) en un rango de frecuencias entre (40…500) kHz, medido sobre los equipos de onda portadora o PLC (Power Line Carrier) convencional en el punto de conexión a red. El ancho de banda de medida debe ser de al menos 2 kHz.

ARTÍCULO 11º SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En la conexión de la instalación eólica se deben tener en cuenta los requisitos para las protecciones que rigen para el SEIN establecidos por el COES, relativos a los requisitos técnicos para la conexión de centrales de generación al SEIN. Es responsabilidad del titular de la instalación eólica el garantizar la seguridad de la instalación, por medio de un apropiado diseño de la planta y de un sistema de protección dedicado, contra daños y perjuicios que podrían causarse por fallas en el SEIN o por fallas en la instalación eólica. El titular de la instalación eólica debe evitar que las fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del punto de conexión a red, para lo cual deberá presentar un estudio de coordinación de protecciones que será examinado y deberá ser aprobado por el Coordinador.

Se debe contar con un sistema de protección para la turbina eólica, el circuito de turbinas eólicas, el transformador principal y auxiliar, las líneas de transmisión de evacuación, etc. El equipo necesario de protecciones para la Subestación de Transformación de Interconexión y el tramo de línea de evacuación con la que se interconectan al SEIN deberá cumplir con lo especificado en el proyecto de la instalación eólica y deberá ser revisado y aprobado por el Coordinador.

Los ajustes de las protecciones deberán ser verificados mediante pruebas en sitio. Los valores de ajuste en obra y los informes de pruebas deberán ser entregados al COES al término de las mismas, así como los diagramas unifilares de protección, las memorias de los cálculos de ajuste y el diagrama unifilar de la Subestación de Transformación de Interconexión y las turbinas eólicas.

ARTÍCULO 12º SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

12.1. ADSCRIPCIÓN A UN CENTRO DE CONTROL

Las instalaciones eólicas cuya potencia nominal total registrada sea igual o supere los 500 kW deberán adscribirse a un centro de control centralizado, denominado en delante Centro de Control Eólico (CCE). Para instalaciones eólicas con potencias nominales registradas inferiores a 500 kW, su adscripción es voluntaria.

Los Centros de Control Eólicos a los que han de adscribirse las instalaciones eólicas, enviarán al Coordinador, dentro de los 5 primeros días naturales de cada mes, una actualización de las unidades de producción a ellos adscritas, entendiéndose que cada instalación eólica constituye una unidad de producción.

La información se remitirá conforme a los formularios que al efecto disponga el Coordinador e incluirá al menos la siguiente información para cada unidad de producción:

- Titular de la instalación.
- Número y tecnología de las unidades generadoras que integran cada unidad de producción, así como, en su caso, equipo asociado.
- Potencia máxima de las unidades generadoras.
- Barra del SEIN en la que inyecta su generación eléctrica.
- Mecanismos disponibles de control de la potencia y energía, así como características de dichos sistemas de control asociados a la unidad de producción.
- Cualquier información que el Coordinador considere relevante para la mejor programación de las instalaciones eólicas.
- Protecciones y ajustes de la Unidad de Producción

El Coordinador, como resultado del análisis y supervisión que realiza de la seguridad del Sistema en distintos horizontes temporales, puede detectar diferentes condiciones de operación que supongan un riesgo inequívoco para la calidad y continuidad del suministro. Sólo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar dicho riesgo actuando en tiempo real o con la antelación suficiente, bien porque ya se haya actuado sobre las unidades generación gestionable convencional o bien porque el problema a resolver sólo sea resoluble con la actuación sobre la instalaciones eólicas, el Coordinador debe dar las instrucciones oportunas de modificación de producción a las unidades de generación por medio de los respectivos CCE. En ese caso, el Coordinador debe identificar las producciones máximas admisibles por barra de la red de transmisión y para cada instalación eólica en los casos en que ésta sea relevante.

En los CCE se deberá disponer de registros de las consignas de reducción dadas por el operador del sistema y por el propio centro de control, así como la ejecución real de los recortes y reducciones de producción, para que puedan ser utilizados en la resolución de posibles conflictos.

12.2. SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DE DATOS

El sistema de control de cada CCE, que interactúe con el Coordinador y al que han de adscribirse las instalaciones eólicas deberán de disponer de las siguientes funciones operativas:

- Un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real (con una frecuencia típica de 10 segundos) al Centro de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (CCO), al menos, la siguiente información por cada turbina eólica que se encuentre adscrita al CCE.

  - Potencia Activa
  - Potencia Reactiva
  - Estado de conexión de la turbina eólica
  - Valores de tensión

  Adicionalmente se enviará con la periodicidad ya indicada, la siguiente información medida en un punto representativo de la instalación eólica:

- Velocidad del viento (intensidad y dirección)
- Temperatura ambiente.

Para cumplir con esta función el CCE deberá:

- Captar la información sobre cada turbina eólica de cada instalación eólica adscrita que se enviará posteriormente al CCO.
- Garantizar la coherencia de la información de topología y medidas de una turbina eólica o instalación eólica que sea suministrada al CCO.

- El CCO remitirá al CCE los valores de referencia de actuación para las turbinas eólicas adscritas al mismo, quien deberá asegurar el cumplimiento y mantenimiento de dichos valores de referencia. El sistema de control del CCE recibirá con un periodo mínimo de un minuto los valores de referencia de las potencias máximas instalaciones eólica por barra y desagregada por cada instalación eólica, calculada por el CCE, así como un código indicador de la causa de la restricción. La referencia de producción debe ser alcanzada en un plazo máximo de 5 minutos, una vez recibida la instrucción de modificación. A efectos de asegurar el mantenimiento de los valores de referencia establecidos a cada CCE, se podrán admitir desviaciones máximas del 10% el valor de referencia durante tiempos inferiores a 1 minuto si las condiciones particulares de la operación del sistema en ese momento lo permiten.

El CCEC deberá cumplir con los requisitos señalados en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

12.3. SISTEMAS DE PREDICCIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA

Las instalaciones eólicas deben disponer de un sistema de predicción de la potencia eólica que permita calcular el valor de la potencia eólica total de la instalación hasta un horizonte de dos días. La instalación eólica deberá entregar la información sobre la previsión de potencia eólica horaria en un horizonte de 24 horas. La información sobre las predicciones de potencia eólica se debe transmitir al Coordinador con al menos 24 horas de antelación. En casos de emergencia el Coordinador podrá solicitar predicciones hasta un horizonte máximo de dos días.

ARTÍCULO 13º ESTUDIOS PREVIOS DE CONEXIÓN

13.1. ESTUDIOS DE INTEGRACIÓN A RED

Antes de su conexión a la red, la nueva instalación eólica debe presentar un Estudio de Pre Operatividad y un Estudio de Operatividad que evalúan su impacto sobre la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio del SEIN. El Estudio de Pre Operatividad incluye un Resumen Ejecutivo del Proyecto Definitivo de la instalación eólica. El Estudio de Operatividad se presenta antes de la puesta en servicio de la instalación eólica y representa un análisis de detalle de su operación considerando la información del equipamiento realmente instalado.

A continuación se presenta una lista orientativa, aunque no limitativa de los análisis de sistema que debe realizar el titular de la instalación eólica en los Estudios de Pre Operatividad y Operatividad, previos a obtener el permiso de conexión a red:

- Flujos de carga
- Análisis de contingencias
- Estabilidad transitoria
- Estabilidad ante pequeños disturbios
- Estabilidad de tensión
- Continuidad de suministro ante cortocircuitos equilibrados y desequilibrados.
- Coordinación de protecciones
- Calidad de la energía
- Análisis de armónicos de las tensiones e intensidades.

El COES deberá registrar, evaluar, validar y verificar que los Estudios de Pre Operatividad y Operatividad de las instalaciones eólicas cumplen con los criterios técnicos de conexión propuestos en el presente procedimiento.

13.2. INFORMACIÓN DE LAS INSTALACIONES EÓLICAS

El COES deberá registrar, evaluar, validar y verificar que los estudios de integración a red de las Instalaciones Eólicas cumplen con los criterios técnicos de conexión propuestos en el presente procedimiento.

En relación a lo anteriormente indicado, el titular de la Instalación Eólica deberá suministrar al COES los parámetros, bases de datos, modelos dinámicos de los elementos que componen la Instalación Eólica, así como de todos los sistemas de potencia que dispone hasta el punto de conexión a red (transformadores, sistemas de compensación de potencia reactiva, FACTS, sistemas de acumulación de energía, etc.), cualquier información adicional que se solicite sobre la Instalación Eólica necesaria para la realización satisfactoria de los estudios de integración al **SEIN** de las instalaciones eléctricas.

Los datos de carácter general de la instalación eólica son los siguientes:

- Datos relativos al titular de la instalación;
- Ubicación geográfica de la instalación (Planos de ubicación);
- Datos del punto de conexión;
- Numero de turbinas eólicas de la instalación eólica;
- Datos técnicos de la red de media tensión y subestación de transformación;
- Datos técnicos de la línea de evacuación;
- Datos de los ensayos y certificados de las turbinas eólicas.
- Diagrama unifilar detallado de la instalación eólica.

En la Tabla 2 se muestra la información de los parámetros y características técnicas generales de las turbinas eólicas.

Fabricante		
Tipo de turbina eólica		
Número de palas		
Diámetro del rotor	(m)	
Altura del eje	(m)	
Control de palas (control de paso/pérdida aerodinámica)		
Control de velocidad (fijo – variable)		
Velocidad nominal de giro	(m/s)	
Tipo de generador (síncrono-asíncrono)		
Potencia nominal del generador	(kW)	
Tensión nominal – V_{nom}	(V)	
Intensidad nominal – I_{nom}	(A)	
Factor de potencia		
Tipo de transformador		
Potencia nominal del transformador	(kVA)	
Relación de tensiones del transformador	(kV/kV)	
Inercia de la turbina eólica		

Tabla 2 Datos de las turbinas eólicas

En la Tabla 3 se muestra la información no limitativa de los parámetros y características técnicas generales los generadores asíncronos.

Fabricante		
Potencia nominal		
Tensión nominal		
Factor de potencia		
Resistencia del estator		
Reactancia del estator		
Resistencia del rotor		
Reactancia del rotor		
Resistencia de magnetización		
Reactancia de magnetización		
Deslizamiento nominal		
Inercia del generador		

Tabla 2 Datos de los generadores asíncronos

Adicionalmente se han de proporcionar los modelos dinámicos y diagramas de bloques de los diferentes componentes de las turbinas eólicas.

- Modelo del generador eléctrico;
- Sistema de Control de tensión del generador;
- Sistema de control del ángulo de ataque de las palas;
- Modelo aerodinámico del rotor de la turbina;
- Modelo mecánico del sistema mecánico de transmisión;
- Modelo del convertidor electrónico;
- Sistema de control de velocidad del rotor;
- Sistema de control de los dispositivos de compensación de potencia reactiva;

En la Tabla 3 se muestra la información no limitativa de los parámetros y características técnicas generales los generadores síncronos.

Fabricante		
Potencia nominal		
Tensión nominal		
Curva de capacidad		
Factor de potencia		
Reactancia de dispersión		
Reactancias saturadas y no saturadas - Síncrona de eje directo - Síncrona de eje en cuadratura - Transitoria de eje directo - Transitoria de eje en cuadratura - Subtransitoria de eje directo - Subtransitoria de eje en cuadratura		
Constantes de tiempo - Transitoria de eje directo en circuito abierto - Transitoria de eje en cuadratura en circuito abierto - Subtransitoria de eje directo en circuito abierto - Subtransitoria de eje en cuadratura en circuito abierto		
Saturación a 1.0 p.u. y 1.2 p.u.		
Inercia del generador		

Tabla 3 Datos de los generadores síncronos

Adicionalmente se han de proporcionar los modelos dinámicos y diagramas de bloques de los diferentes componentes de las turbinas eólicas.

- Modelo del generador eléctrico;
- Sistema de Control de tensión del generador;
- Sistema de control del ángulo de ataque de las palas;
- Modelo aerodinámico del rotor de la turbina;
- Modelo mecánico del sistema mecánico de transmisión;
- Modelo del convertidor electrónico;
- Sistema de control de velocidad del rotor;
- Sistema de control de los dispositivos de compensación de potencia reactiva;

En caso de empleo de otra tecnología y modelos dinámicos adicionales a los anteriormente definidos, se deberá proporcionar en los Estudios de Pre Operatividad y Operatividad toda la información necesaria para que el COES proceda al correcto modelado de la Instalación Eólica y proceder a los estudios de integración en la red eléctrica. Asimismo, se deberá informar de cualquier modificación en el diseño de la Instalación Eólica y su comprobación de como estas modificaciones afectan a la operación y control del SEIN.

ARTÍCULO 14º PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA

Las pruebas de los equipos que componen el sistema de transmisión y transformación de interconexión y las turbinas eólicas deberán documentarse y

entregarse para su evaluación y aprobación al COES. Dichas pruebas incluyen entre otras:

- Ajuste y operación de las protecciones.
- Equipos de comunicación y medición.
- Pruebas en campo de la capacidad de mantener la continuidad de suministro ante huecos de tensión equilibrados y desequilibrados.
- Medición en campo del contenido de armónicas.

El número de pruebas y su realización serán de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por el COES. El titular de la instalación deberá presentar al COES los resultados de las pruebas que demuestren el cumplimiento de todas las condiciones que finalmente se especifiquen en el Procedimiento Técnico de Conexión.