

viernes 15 de enero de 2010



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

RESOLUCIÓN OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD
Resolución que aprueba la norma “Procedimiento
de cálculo de la Prima para la Generación
de Electricidad con Recursos Energéticos
Renovables”.

RESOLUCIÓN OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD
Resolución que aprueba la modificación
del Procedimiento Técnico COES N° 21
“Ingreso de unidades de generación,
líneas y subestaciones de transmisión
en el COES-SINAC”.

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA****Norma****“Procedimiento de Cálculo de la Prima para la
Generación con Recursos Energéticos Renovables”**

Lima, enero de 2010

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD**

Lima, 14 de enero de 2010

CONSIDERANDO:

Que, el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “DL 1002”) que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (“RER”) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER;

Que, el Artículo 5° del DL 1002 y el 19° del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i);

Que, asimismo, el Artículo 7° del DL 1002 y el Artículo 21° del Reglamento RER disponen que OSINERGMIN establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19°. Es decir, se requiere establecer un procedimiento para determinar tanto la Prima como el Cargo por Prima a que se refiere el Reglamento RER;

Que, la Primera Disposición Transitoria del Reglamento RER establece que OSINERGMIN deberá aprobar los procedimientos necesarios para la aplicación de dicho reglamento; entre los cuales se encuentra la necesidad de aprobar un procedimiento para el cálculo de la Prima aplicable a generación con RER;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 208-2009-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 12 de noviembre de 2009, y en el marco de lo dispuesto por el DL 1002, OSINERGMIN dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba la Norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, 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 N° 208-2009-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 republicada a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, los comentarios y sugerencias presentados al proyecto de norma publicado, han sido analizados en los Informes N° 0005-2010-GART y N° 0004-2010-GART, de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal Interna de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN, acogiéndose aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final de los “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Legislativo N° 1002 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución y la Norma deberán ser publicadas en el Diario Oficial El Peruano y consignadas en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gov.pe.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo



EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Con fecha 02 de mayo de 2008, se publicó en el diario oficial El Peruano el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante "DL 1002") que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables ("RER") para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante "Reglamento RER"), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER.

Al respecto, el Artículo 5° del DL 1002 y el 19° del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).

Complementariamente, el Artículo 7° del DL 1002 y el Artículo 21° del Reglamento RER disponen que OSINERGMIN establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19°. Es decir, se requiere establecer un procedimiento para determinar tanto la Prima como el Cargo por Prima a que se refiere el Reglamento RER.

En este sentido, la Primera Disposición Transitoria del Reglamento RER establece que OSINERGMIN deberá aprobar los procedimientos necesarios para la aplicación de dicho reglamento; razón por la cual, y en atención a la normatividad citada en los párrafos precedentes corresponde se apruebe la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables".

Por las razones señaladas precedentemente, la resolución materia de la presente exposición de motivos cumple con los objetivos indicados.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA PRIMA PARA LA GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Artículo 1°. 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:

- Decreto Legislativo N° 1002: Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, Mayo 2008.
- Decreto Supremo N° 050-2008-EM: Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, Octubre 2008.
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM: Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, Mayo 2008.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, julio 2006.
- Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, noviembre 1992;
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo No.009-93-EM, febrero 1993.
- Ley N° 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 N° 27806, abril 2003;
- Bases para la primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, aprobadas por Resolución Viceministerial N° 078-2009-MEM/VME.
- Disposiciones dictadas por OSINERGMIN; y,

Artículo 2°. OBJETO

Establecer el procedimiento y la metodología de cálculo de la Prima y el Cargo por Prima a que se refieren los Artículos 19° y 21° del Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables aplicable exclusivamente a los Adjudicatarios de las subastas para generación con Recursos Energéticos Renovables.

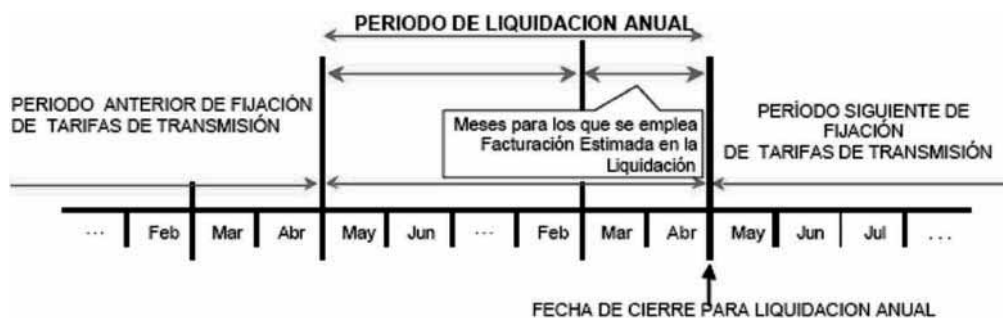
Artículo 3°. DEFINICIONES

Para efectos de la presente Norma se emplean las siguientes definiciones:

- 3.1 **Año Tarifario:** Periodo comprendido entre el 01 de mayo hasta el 30 de abril del siguiente año.
- 3.2 **Agentes:** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
- 3.3 **Cargo por Prima:** Cargo que establecerá anualmente OSINERGMIN y que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19° del Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables.

- 3.4 **COES:** Comité de Operación Económica del Sistema.
- 3.5 **Costo Marginal (CMg):** Costo marginal equivalente anual de cada Adjudicatario, respecto del cual se compara su Tarifa de Adjudicación para asignar una Prima.
- 3.6 **Energía Adjudicada:** Cantidad anual de energía activa que el Adjudicatario se obliga a suministrar a la Tarifa de Adjudicación respectiva. Su cumplimiento se verificará integrando sus Inyecciones Netas de energía durante cada Año Tarifario.
- 3.7 **Generador:** Integrante del COES que cuenta con autorización o concesión para generación eléctrica.
- 3.8 **Inyección Neta:** Corresponde a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por compromisos contractuales con terceros. Se valoriza a Tarifa de Adjudicación hasta que el momento en que iguale a la Energía Adjudicada, pasado dicho límite se considerará igual a cero para efectos de la aplicación del presente procedimiento.
- 3.9 **LCE:** Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”.
- 3.10 **Liquidación:** Liquidación que corresponde al Periodo de Liquidación, que se realiza cada año sobre la base de la información real hasta el mes de febrero, e inclusive, sobre información estimada para los meses de marzo y abril.
- 3.11 **Período de Liquidación Anual:** Período de 12 meses coincidente con el Año Tarifario precedente al momento de la fijación de tarifas.
- 3.12 **Procedimiento:** Se refiere al presente documento.
- 3.13 **Saldo por Prima Estimado (SPE):** Valor estimado para el Año Tarifario del Proceso de Fijación de Precios en Barra en curso sobre la base de la Tarifa de Adjudicación, el costo marginal, la Inyección Neta e ingresos por Potencia Firme.

Para mejor entendimiento se adjunta el siguiente esquema.



- 3.14 **Tarifa de Adjudicación:** Es la tarifa monómica que se le garantiza a cada Adjudicatario como resultado de la Subasta por su Inyección Neta de energía hasta el límite de su Energía Adjudicada, expresada en ctv US\$/kWh.
- 3.15 **Tipo de Cambio.-** Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América disponible al último día calendario del mes, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la “COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO”, o el que lo reemplace y publicado en el diario oficial El Peruano.

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los definidos en el presente artículo, tienen el significado establecido en la Ley, el Reglamento, LCE, Reglamento de la LCE u otras normas aplicables.

Artículo 4°. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA PRIMA Y EL CARGO POR PRIMA

- 4.1 Para cada mes (t) del Año Tarifario, y por cada Adjudicatario (k), se estima el Saldo Mensual a Compensar (SMCe) estimado como la diferencia de valorizar su Inyección Neta esperada con su correspondiente Tarifa de Adjudicación y de su ingreso esperado en el Mercado de Corto Plazo por su Inyección Neta.

$$SMCe_{k,t} = INe_{k,t} \times TA - ICMe_{k,t}$$

Donde:

t : indicador de mes, 1 para mayo, 2 para junio y así sucesivamente

$INe_{k,t}$: Inyección neta esperada del Adjudicatario k en el mes t

TA_k : Tarifa de Adjudicación del Adjudicatario k

$ICMe_{k,t}$: Ingreso esperado en el Mercado de Corto Plazo del Adjudicatario k en el mes t . Incluye valor esperado de Ingresos por Potencia.

- 4.2 Los montos calculados en el paso anterior se agregan aplicando la siguiente fórmula, para obtener el Saldo por Prima Estimado (SPE) de cada Adjudicatario:

$$SPE_k = \sum_{t=1}^{12} \frac{SMC_{e_{k,t}}}{\beta^t}$$

$$\beta = (1 + \alpha)^{\frac{1}{12}}$$

Donde:

α : Tasa a que se refiere el Artículo 79º de la LCE

- 4.3 Para cada mes (t) del Periodo de Liquidación, y por cada Adjudicatario (k), se determina el Saldo Mensual a Compensar (SMC) como la diferencia de valorizar su Inyección Neta registrada con su correspondiente Tarifa de Adjudicación y de sus ingresos registrados en el Mercado de Corto Plazo por su Inyección Neta y lo recibido por la aplicación del Cargo por Prima, de acuerdo con el Artículo 7º del Procedimiento. Ambos ingresos expresados es moneda extranjera haciendo uso del Tipo de Cambio del mes t.

$$SMC_{k,t} = IN_{k,t} \times TA - ICM_{k,t} - R_{k,t}$$

Donde:

t : indicador de mes, 1 para mayo, 2 para junio y así sucesivamente

$IN_{k,t}$: Inyección neta real del Adjudicatario k en el mes t.

TA : Tarifa de Adjudicación del Adjudicatario

$ICM_{k,t}$: Ingreso en el Mercado de Corto Plazo del Adjudicatario k en el mes t. Incluye Ingresos por Potencia.

$R_{k,t}$: Ingreso del Adjudicatario k en el mes t por aplicación del Cargo por Prima.

De igual modo se procede para los meses de marzo y abril (meses 11 y 12) a incluirse en la liquidación, pero sobre la base de estimaciones.

- 4.4 Los montos calculados en el paso anterior se agregan aplicando la siguiente fórmula, para obtener la Liquidación de cada Adjudicatario:

$$Liquidación_k = \sum_{t=1}^{12} SMC_{k,t} \times \beta^{12-t}$$

$$\beta = (1 + \alpha)^{\frac{1}{12}}$$

Donde:

α : Tasa a que se refiere el Artículo 79º de la LCE

- 4.5 Se determina la Prima de cada Adjudicatario como la suma de su Liquidación y su Saldo por Prima Estimado.
- 4.6 El Cargo por Prima de cada Adjudicatario se obtendrá de dividir su correspondiente Prima entre la demanda utilizada para determinar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Este valor no podrá ser menor que cero.

Artículo 5º. REAJUSTE TRIMESTRAL DEL CARGO POR PRIMA

- 5.1 Periódicamente el COES remitirá a la GART un Informe Técnico que contenga el reajuste de la Liquidación y el Saldo por Prima Estimado considerando la información a que se refiere el numeral 6.3 del Procedimiento y una estimación de los $SMC_{k,t}$ y $SMC_{e_{k,t}}$ para los meses restantes del Periodo de Vigencia del Cargo por Prima. El citado Informe deberá ser remitido a más tardar el segundo miércoles del mes previo al reajuste trimestral a que se refiere el párrafo siguiente.
- 5.2 El reajuste trimestral del Cargo por Prima será publicado en los plazos establecidos en la Resolución OSINERGMIN N° 180-2007-OS/CD, Resolución que aprueba la Norma "Precios a Nivel de Generación y Mecanismos de Compensación entre Usuarios Regulados".

Artículo 6º. TRANSFERENCIAS MENSUALES DE LO RECAUDADO

- 6.1 Utilizando el mecanismo establecido en el numeral 8.2 del Procedimiento Técnico N° 23 del COES, los Generadores recaudarán, mensualmente, los montos correspondientes al Cargo por Prima, en base a sus contratos de suministro de energía con Distribuidores, Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y Grandes Usuarios; además, esta recaudación incluirá aquella que corresponda a las empresas que realizan retiros sin contratos de suministros, de acuerdo con la asignación establecida por el COES, en cumplimiento de la Resolución OSINERGMIN N° 025-2008-OS/CD o de la disposición legal que pudiera expedirse al respecto. A esta recaudación se le adicionará los aportes provenientes de los demás participantes del Mercado de Corto Plazo por concepto del Cargo por Prima.
- 6.2 Los montos recaudados por Cargo por Prima serán transferidos por los Generadores y demás participantes del Mercado de Corto Plazo dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

- 6.3 El COES es el encargado de llevar el control mensual de la diferencia entre la valorización de la Energía Inyectada con la Tarifa de Adjudicación y la valorización de la Energía Inyectada en el Mercado de Corto Plazo; así como de registrar los montos recaudados por Cargo por Prima e ingresos por Potencia Firme. El registro incluirá el detalle de los eventuales recálculos efectuados por el COES que devienen en Notas de Crédito y/o Débito.

Artículo 7°. ASPECTOS GENERALES PARA LA CONVOCATORIA DEL PROCESO

- 7.1 El COES comunicará los incumplimientos de los Agentes a la presente norma, a fin de aplicarse las sanciones correspondientes, de ser el caso, de conformidad con lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.
- 7.2 Asimismo, los incumplimientos del COES al Procedimiento serán sancionados de conformidad con lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.

**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA****“Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 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’”**

Fax N°: (511) 224 0491

Página Web: www.osinerg.gob.pe

Lima, enero de 2010

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD**

Lima, 14 de enero de 2010

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Legislativo N° 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 N° 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 10° 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 N° 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 N° 1308-2009 su propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 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 N° 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 N° 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 N° 027-2008-EM, realizó observaciones a la citada propuesta del COES, mediante Oficio N° 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 N° 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 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, fue publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 232-2009-OS/CD, en el diario oficial El Peruano el 04 de diciembre de 2009, y en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 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 N° 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 N° 0008-2010-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe N° 016-2010-GART de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria y, atendiendo a las disposiciones del Reglamento del COES aprobado mediante Decreto Supremo N° 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 N° 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 N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Incorporar el numeral 5.4 al Procedimiento Técnico N° 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 INSTALACIONES EÓLICAS

En el Anexo A se incluyen los requerimientos técnicos de operación que adicionalmente se deberán cumplir para la conexión de Instalaciones Eólicas 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 N° 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 publicados en el diario oficial "El Peruano" y consignados, junto con los informes N° 0008-2010-GART y N° 016-2010-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.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Mediante Decreto Legislativo N° 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 N° 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 N° 1002.

Al respecto, el literal c) del Artículo 10° 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 N° 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 8° 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 N° 027-2008-EM, OSINERGMIN realizó observaciones a la citada propuesta del COES-SINAC, mediante Oficio N° 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 N° 21 del COES "Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES-SINAC".

PROCEDIMIENTO TECNICO

ANEXO A

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

Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN

ARTÍCULO 1° 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 2° 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 en salvaguarda de la seguridad del sistema y con el objetivo de garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico, se reserva el derecho de emplear las medidas de emergencia que estime necesarias en relación a la desconexión parcial o total de cualquier instalación eólica, conectada al SEIN.

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 (COES).
- 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 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, debido a la constante innovación tecnológica de las instalaciones eólicas, los criterios técnicos de conexión podrán ser actualizados conforme a las necesidades de operación y control del sistema eléctrico, de acuerdo a los resultados de los estudios del comportamiento del sistema eléctrico tanto en régimen permanente como en régimen transitorio realizados por el COES.

El COES deberá solicitar a los titulares de las instalaciones eólicas los informes correspondientes al cumplimiento por parte de las mismas de los criterios técnicos de conexión, especificados en el presente documento, para proceder a facilitar el permiso definitivo de conexión al SEIN por el COES. Los informes correspondientes al cumplimiento de los criterios técnicos de conexión al SEIN, sólo podrán ser emitidos por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas. El COES deberá elaborar los correspondientes procedimientos técnicos adicionales que permitan la verificación del cumplimiento de los criterios técnicos exigidos a las instalaciones eólicas en el PROCEDIMIENTO.

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 N° 1002: Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, mayo 2008.
- Decreto Supremo N° 050-2008-EM: Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, octubre 2008.
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM: Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, mayo 2008.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, julio 2006.
- Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, noviembre 1992.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, marzo 1993.
- Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- Ley N° 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 N° 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 N° 128 del 25 de agosto de 2000, las siguientes definiciones:

- 4.1. Centro de Control Eólico (CCE): Entidad encargada de gestionar las instalaciones eólicas conectadas a una misma Barra y de ser el interlocutor único con el COES, para la operación integrada y coordinada de las instalaciones eólicas conectadas al SEIN.
- 4.2. Continuidad de Suministro de una Instalación Eólica ante un Hueco de Tensión: Capacidad de una instalación eólica de permanecer conectada al SEIN durante un hueco de tensión, cumpliendo con lo establecido en presente PROCEDIMIENTO.
- 4.3. 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.
- 4.4. Cortocircuito Correctamente Despejado: Se considera que un cortocircuito en el sistema eléctrico ha sido correctamente despejado cuando la actuación de los sistemas de protección ha sido acorde con los criterios establecidos en los Procedimientos Técnicos del COES.
- 4.5. 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.).
- 4.6. Punto de Conexión a Red (PCR): Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional donde se entrega la producción eléctrica de la instalación eólica.
- 4.7. Potencia Nominal Registrada de una Turbina Eólica: Potencia activa declarada (P_{nom}) que la turbina eólica puede suministrar en sus bornes en condiciones normales de funcionamiento.
- 4.8. Potencia Total Nominal Registrada de una Instalación Eólica: Suma total de la potencia activa declarada (P_{nom}) de las turbinas eólicas que conforman una instalación eólica.
- 4.9. Titular de la Instalación Eólica: Entidad jurídica propietaria de una 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 COES, las instalaciones eólicas deben ajustar la potencia activa total

a un valor de referencia exigido. Dicho valor de referencia es el resultante del Despacho Económico (programa diario o su reprogramación), que consigna las estimaciones de producción de parte de los Generadores Eólicos, conforme a los Procedimientos Técnicos del COES. Cabe precisar que el COES, podrá establecer un valor distinto, por razones de seguridad de la operación para mantener la seguridad, estabilidad y continuidad del suministro eléctrico. 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 velocidad 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 COES. 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 COES 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 COES.

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 COES 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 registrada en el punto de conexión a red al valor de referencia de potencia activa, establecido por el COES, en un tiempo máximo de 1 minuto, no obstante y siempre que esta velocidad de respuesta afecte a la estabilidad del sistema, se permitirá un retraso en tiempo con respecto al valor propuesto a definir por el COES. El desvío máximo del valor de referencia de la potencia activa exigido, establecido por el COES no debe superar un $\pm 5\%$ de la potencia total 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. Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico los criterios de verificación del cumplimiento del control de potencia activa de las instalaciones eólicas.

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 igual 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 menor o igual al 10% 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. La desconexión total de la instalación eólica ha de coordinarse escalonadamente, de tal forma que se realice en un periodo de tiempo no inferior a un minuto.

5.4. CONTROL DE POTENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

En condiciones de emergencia, el COES 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 nominal total registrada de la instalación eólica desde un valor del 100% hasta un intervalo de potencia entre el 30% y el 20% en un tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES. Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico los criterios de verificación del cumplimiento del control de potencia activa de las instalaciones eólicas en Estado de Emergencia.

ARTÍCULO 6° 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 COES es el que debe establecer las necesidades de absorción/inyección de potencia reactiva.

La potencia reactiva de la instalación eólica está sujeta a las consignas del COES. En función de la operación del sistema, y a solicitud del COES, 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, no obstante y siempre que esta velocidad de respuesta afecte a la estabilidad del sistema, se permitirá un retraso en tiempo con respecto al valor propuesto a definir por el Operador del Sistema, COES. Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico los criterios de verificación del cumplimiento del control de potencia reactiva de las instalaciones eólicas. El desvío máximo sobre la potencia reactiva de referencia establecida por el Operador del Sistema Eléctrico no deberá superar un $\pm 5\%$.

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 COES, 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 garantizar los valores máximos de factor de potencia mostrados en la figura 1 a diferentes niveles de generación de potencia activa. El factor de potencia de 0,95 capacitivo (en adelanto) y de 0,95 inductivo (en retraso) deberá mantenerse para los niveles de generación de potencia activa que varían entre el 20% y 100% de la potencia total nominal registrada de la instalación eólica. Para valores de generación de potencia activa inferiores al 10% de la potencia nominal, la instalación eólica podría operar dentro del área sombreada de la figura 1. Se entiende que cuando la generación de potencia activa está por debajo del 10%, la instalación eólica puede trabajar con factor de potencia unidad. No obstante el COES podría solicitar operar a la instalación eólica dentro del rango de valores del factor de potencia, especificado por el área sombreada, siempre que no se superen los límites de tensión admisibles en el lado de baja tensión de las turbinas eólicas o se justifique por parte del titular de la instalación eólica la imposibilidad técnica para cumplir con las exigencias especificadas. Asimismo, la generación de potencia reactiva con potencia activa nula, solo se podrá realizar a nivel de subestación transformadora.

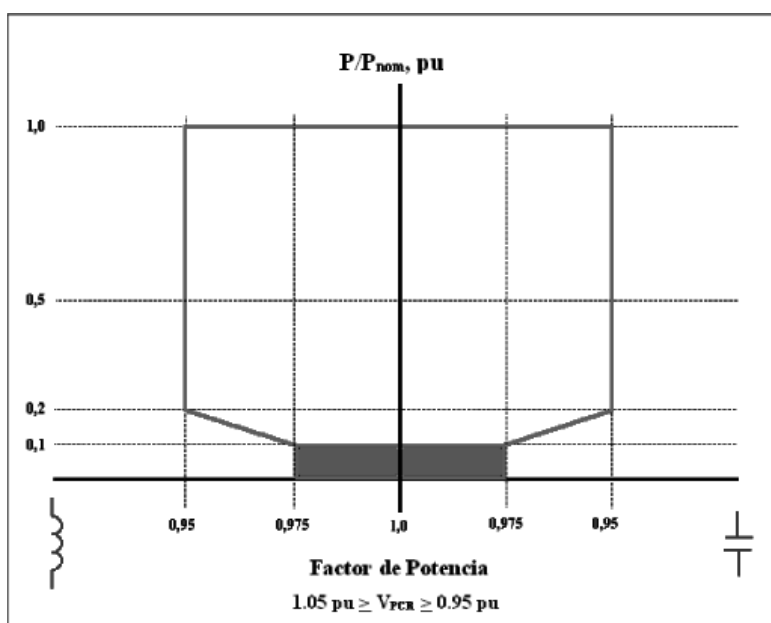


Figura 1: Rango de operación del factor de potencia de la instalación eólica en régimen permanente

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 COES, puede transmitirse en el Programa Diario de Operación o su reprogramación 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 Estado de Emergencia, la tensión en el punto de conexión a red puede superar el rango inferior de 0,95 o superior de 1,05 p.u. En condiciones de Estado de Emergencia, las instalaciones eólicas han de mantenerse conectadas ante un valor máximo admisible de sobretensión de 1,1 p.u. y un valor máximo admisible de subtensión de 0,9 p.u. Para valores de tensión en el punto de conexión a red, superiores a 1,1 p.u. e inferiores a 0,9 p.u. las instalaciones eólicas deberán desconectarse por medio de un sistema de protección, responsabilidad del titular de la instalación eólica, cuyos valores de ajuste deberán ser establecidos por el COES. En Estado de Emergencia, la instalación eólica deberá maximizar el factor de potencia capacitivo (en adelanto) e inductivo (en retraso) en el punto de conexión a red capaz de suministrar en esas condiciones.

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 COES, 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 8° CONTROL DE TENSIÓN

El sistema de control de tensión de la instalación eólica debe permitir el ajuste de la tensión en el punto de conexión a red en correspondencia al valor de referencia establecido por el COES. El sistema de control de tensión se apoya en el sistema de control de potencia reactiva, es decir, en la capacidad del parque de modificar su inyección o consumo de potencia reactiva en el punto de conexión a red, especificadas en el Artículo 6° del PROCEDIMIENTO.

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 $\pm 10\%$ 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 COES. 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.

Si para cumplir con las exigencias de control de tensión en el punto de conexión a red, establecidas por el COES, 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 COES. El sistema de control de la instalación eólica 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:

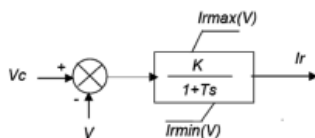


Figura 2: Diagrama de bloques orientativo del sistema de control de tensión de una instalación eólica

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 ($\pm \Delta V = \pm 5\%$).
- 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 sistema de control de la instalación eólica 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. No obstante, se permite que la velocidad de respuesta del sistema de control de tensión en potencia reactiva se realice en función de un porcentaje de la potencia activa, $Q=(20\%P)/\text{min}$, siempre que exista peligro de disparo de protecciones por picos de intensidad o variaciones rápidas de tensión.

- 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 COES 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 COES 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.

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

En el presente artículo se establecen los requisitos mínimos que han de cumplir las protecciones de las instalaciones eólicas a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

Las instalaciones eólicas deberán garantizar que ante a huecos de tensión se cumpla que:

- o Los sistemas de protección no la desconectan como consecuencia de la aparición de huecos de tensión en el punto de conexión a red asociados a cortocircuitos correctamente despejados según la curva tensión-tiempo indicada en el numeral 9.1 del presente documento.
- o Los consumos de potencia y energía (activa y reactiva) en el punto de conexión a red, tanto durante el período de duración del hueco de tensión así como durante el período de recuperación posterior al despeje de una falta equilibrada o desequilibrada, se deberán encontrar dentro de los límites descritos en las tablas 1 y 2, respectivamente, del numeral 9.3 del presente documento.

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 3. Es decir, no se producirá la desconexión en la parte superior a la envolvente dibujada por la línea roja de la figura 3, 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 3 está relacionada a una generación eléctrica eólica inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red.

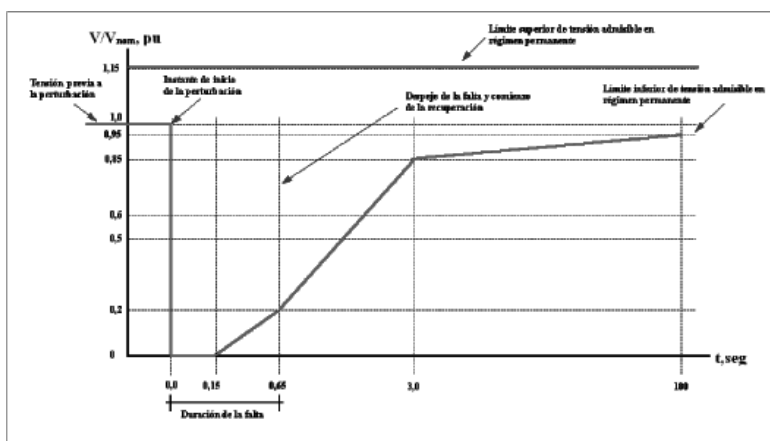


Figura 3: Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase en el punto de conexión a red

Una vez despejada la falla, la tensión en el punto de conexión a red se recuperará al 85% 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 1,15 p.u. durante 250 ms ó una sobretensión permanente de 1,1 p.u.

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 total nominal registrada por segundo.

Las instalaciones eólicas deben equiparse con dispositivos de protección de tensión por fase 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 laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas. 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 duración del hueco de tensión, la instalación eólica debe garantizar que no se consuma potencia reactiva. Las excepciones puntuales de consumo de potencia reactiva son especificadas en el numeral 9.3.

La aportación de intensidad reactiva por parte de la instalación en el punto de conexión, durante el hueco de tensión, 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 sistema de control 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:

- 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 se reduce por debajo del valor de 0,85 p.u., como se especifica en la figura 4, donde se presenta la curva de intensidad reactiva admisible frente al perfil del hueco de tensión en valores por unidad, en el punto de conexión a red.
- En el rango de tensión entre 0,85 p.u y 0,5 p.u., la inyección de intensidad reactiva se realizará de tal forma que se localice de la zona gris de la figura 4. La inyección de intensidad reactiva en el rango de tensión indicado se efectuará de tal forma que la intensidad reactiva aportada por la instalación alcance al menos el 90% de la intensidad nominal antes de transcurridos 150 ms desde la detección de la falla o desde el despeje de la falla
- La inyección de intensidad reactiva deberá responder a una pendiente de intensidad reactiva/tensión predeterminada. En el hueco de tensión definido en el presente documento se exige una pendiente de $2\%I_{\text{reactiva}}$ por $1\%V_{\text{nom}}$
- La maximización de intensidad reactiva deberá continuar al menos hasta que la recuperación de la tensión alcance niveles de operación en régimen normal.
- Para los valores de tensiones eficaces en el punto de conexión a la red en el rango $0,9 \leq V \leq 1,0$ p.u. la corriente reactiva inyectada/absorbida I_r responderá a lo establecido en el Artículo 6º, relacionado con la operación en régimen normal.

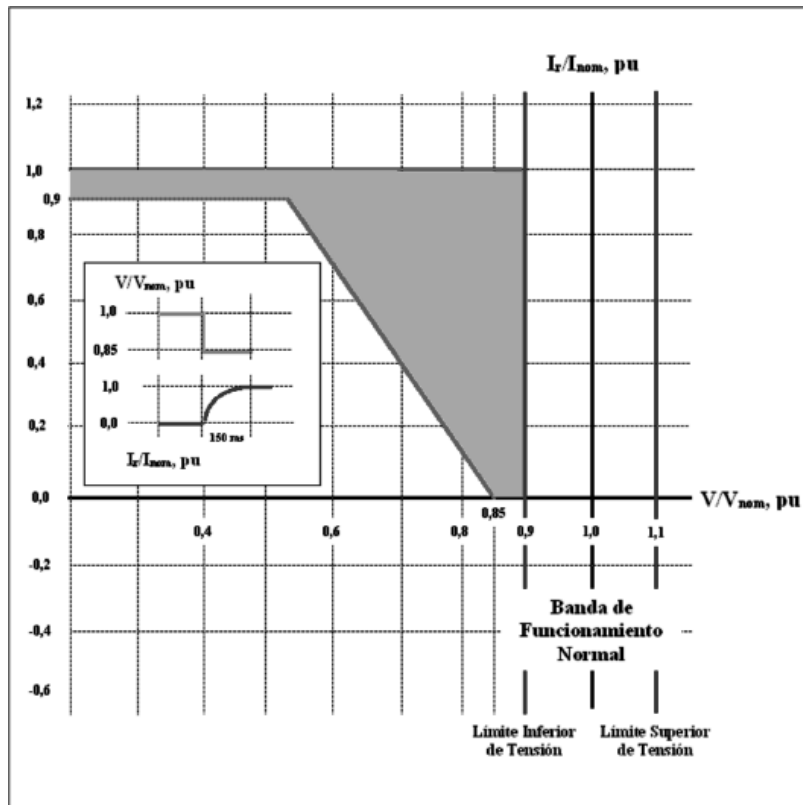


Figura 4: Curva de intensidad reactiva I_r – tensión en el punto de conexión a red

9.3. CONSUMOS DE POTENCIA/ENERGIA ACTIVA Y REACTIVA

En relación a los consumos puntuales de energía y potencia (activa y reactiva) durante el hueco de tensión y el período inmediatamente posterior al despeje de la falta, se definen tres zonas claramente diferenciadas. La zona A correspondería a los primeros 150 ms después del inicio del hueco de tensión, la zona B se define como el periodo desde los 150 ms hasta los 650 ms de duración del hueco mientras que la zona C corresponde a los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la falta. En la figura 5, se muestra de forma esquemática las zonas diferenciadas de un hueco de tensión y los límites establecidos de consumos de energía y potencia (activa y reactiva) e intensidad reactiva de una instalación eólica ante un hueco bifásico y trifásico.

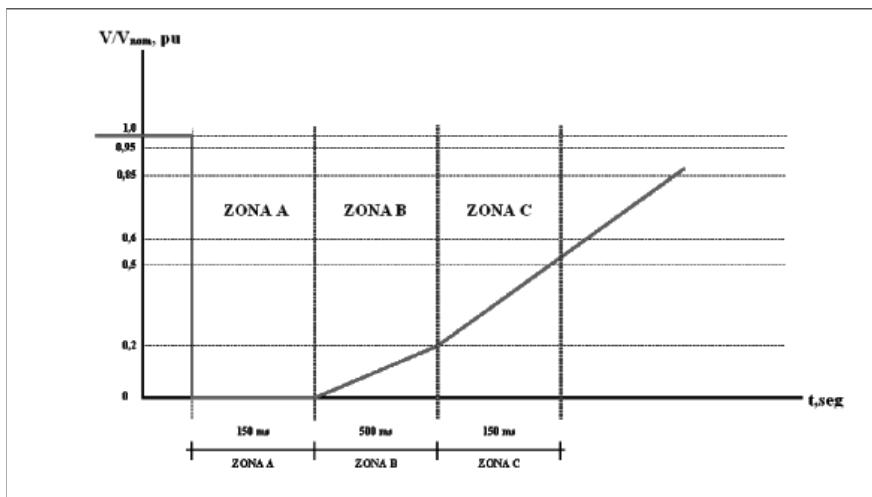


Figura 5: Zonas diferenciadas del hueco de tensión para los límites de consumo de energía y potencia (activa y reactiva)"

9.3.1. FALLAS EQUILIBRADAS (TRIFÁSICAS)

No obstante lo indicado en el párrafo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falla y los 150 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)

Tipos de consumo	Límites de consumos de potencia y energía (activa y reactiva)		
	Fallas Equilibradas		
	Zona A	Zona B	Zona C
	150 ms del inicio de la falla	Durante la falla	150 ms después de despejada la falla
Consumo neto de potencia activa, P_a	No limitado	< 10% P_{nom} (1 ciclo)	No limitado
Consumo neto de potencia reactiva, Q_r	< 60% P_{nom} (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% P_{nom} (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 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falla y los 150 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
	150 ms del inicio de la falla	Durante la falla	150 ms después de despejada la falla
Consumo neto de potencia activa, P_a	No limitado	< 30% P_{nom} (1 ciclo)	No limitado
Consumo neto de potencia reactiva, Q_r	No limitado	< 40% P_{nom} (1 ciclo)	No limitado

Tipos de consumo	Límites de consumos de potencia y energía (activa y reactiva)		
	Fallas desequilibradas		
	Zona A	Zona B	Zona C
	150 ms del inicio de la falla	Durante la falla	150 ms después de despejada la falla
Consumo neto energía activa, E_a	No limitado	< 45% P _{nom} (120 ms)	No limitado
Consumo neto energía reactiva, E_r	No limitado	< 40% P _{nom} (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 3:

Frecuencia de cambio brusco de tensión, r , (horas ⁻¹)	$d \leq \frac{\Delta V_{dyn}}{V_{nom}}, \%$
$r \leq 1$	3,0
$1 < r \leq 10$	2,5
$10 < r \leq 100$	1,5
$100 < r$	1,0

Tabla 3: 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 COES.

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 COES.

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 total nominal registrada sea igual o supere a 10 MW deberán adscribirse a un centro de control centralizado, denominado en adelante Centro de Control Eólico (CCE). Para instalaciones eólicas con potencias nominales registradas inferiores a 10 MW, su adscripción es voluntaria; no obstante, deben contar durante las 24 horas del día con un supervisor responsable de la operación de sus instalaciones, de acuerdo con lo señalado en el numeral 1.4.1 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

Los Centros de Control Eólicos a los que han de adscribirse las instalaciones eólicas, enviarán al COES, 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 COES 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 COES considere relevante para la mejor programación de las instalaciones eólicas.
- Protecciones y ajustes de la Unidad de Producción.

El COES, 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 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 las instalaciones eólicas, el COES debe dar las instrucciones oportunas de modificación de producción a las unidades de generación por medio de los respectivos CCE. En ese caso, el COES 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. Asimismo, de considerarlo necesario, el COES podrá solicitar a los CCE en tiempo real la desconexión de parte o la totalidad de la instalación eólica que suponga un riesgo significativo para la calidad y continuidad del suministro.

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 COES 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 al COES, al menos, la siguiente información por cada instalación eólica que se encuentre adscrita al CCE.
 - Potencia Activa.
 - Potencia Reactiva.
 - Estado de conexión de la instalación eólica.
 - Medida de los Valores de tensión

Adicionalmente se enviará 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 instalación eólica de cada instalación eólica adscrita que se enviará posteriormente al COES.
- Garantizar la coherencia de la información de topología y medidas de una instalación eólica que sea suministrada al COES.
- El COES remitirá al CCE los valores de referencia de actuación para las instalaciones 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 de las instalaciones eólica por barra y desagregada por cada instalación eólica, calculada por el COES, así como un código indicador de la causa de la restricción. La referencia de producción debe ser alcanzada en un plazo máximo de 15 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.

Para todo lo considerado en el presente numeral, el CCE 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). Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico el protocolo del sistema de comunicación y control externo de las instalaciones eólicas.

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 COES con al menos 24 horas de antelación, de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por el COES. En casos de emergencia el COES podrá solicitar predicciones hasta un horizonte máximo de dos días.

ARTÍCULO 13° 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;
- Número 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.

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 4: Información de los parámetros y características técnicas generales de las turbinas eólicas

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 5: Información no limitativa de los parámetros y características técnicas generales 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.

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 6: Información no limitativa de los parámetros y características técnicas generales 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.