

CAPITULO 4

Aspectos Normativos a incluir en la norma NOM-001-SEDE-2005



4.1.- Introducción.

El objetivo principal de esta propuesta es elaborar un documento en donde se indiquen los aspectos normativos que deben cumplir las instalaciones eólicas en nuestro país con base en las experiencias de otros países que emplean la energía cinética del viento para la producción de energía eléctrica. En la actualidad estos lineamientos no están considerados en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE en materia de instalaciones eléctricas.

En el contenido de las normas mencionadas anteriormente, no existe la reglamentación correspondiente para la ejecución de las instalaciones eléctricas de los sistemas de generación eólica, lo cual da como resultado el desarrollo inapropiado de los proyectos de ingeniería, una incorrecta selección de equipos y materiales y procedimientos constructivos que no cumplen con las normas y reglamentos. Lo anterior origina principalmente una operación insegura de los sistemas y problemas al interconectarlos directamente a las redes de suministro eléctrico afectando la calidad de la energía eléctrica.

La intermitencia del viento tiene efectos sobre la calidad de la frecuencia, Tensión y otros problemas eléctricos por lo cual es necesario crear reglas claras en la interconexión de los parques de generación eólica. Debido a que constantemente hay cambios tecnológicos es necesario que esta propuesta sea revisada y modificada de acuerdo a las necesidades de mejora en la utilización y operación de este recurso.

En la siguiente propuesta de normas se especifica el conjunto de requerimientos que se deben cumplir para interconectarse a la red eléctrica los Permisionarios y la Comisión que utilicen generadores impulsados por el viento.

4.2.- Historia de la Normativa en Aerogeneradores

La preparación de normas nacionales e internacionales, que contiene normas para el diseño de aerogeneradores comenzó en la década de 1980. La primera publicación fue un conjunto de normas para la certificación elaborado por Germanischer Lloyd en 1986.

Estas reglas iniciales fueron posteriormente mejoradas como el conocimiento adquirido, conduciendo a la publicación de *Regulation for the Certification of Wind Energy Conversion Systems* por Germanischer Lloyd en 1993. Esto además fue modificado por suplementos expedidos en 1994 y 1998. Mientras tanto, también normas nacionales fueron publicadas en The Netherlands (NEN 6096, Dutch Standard, 1988) y Dinamarca (DS 472, Danish Standard, 1992).

The International Electrotechnical Commission (IEC) comenzó a trabajar en el primer estándar internacional en 1988, dirigido a la publicación de *IEC 1400-1 Wind turbine generator systems – Part 1 Safety Requirements* en 1994 (Second Edition IEC, 1997). Apareció una edición revisada, que contiene algunos cambios significativos en 1999, teniendo el nuevo número de IEC 61400-1. Las normas que actualmente están vigentes para aerogeneradores por parte de la IEC son las siguientes

NORMA	DESCRIPCIÓN
IEC-61400-1	Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements.
IEC-61400-11	Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques.
IEC-61400-12	Wind turbine generator systems – Part 12: Power performance measurement techniques.
IEC-61400-13	Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads.
IEC-61400-21	Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
IEC-61400-22	Wind turbine generator systems – Part 22: Wind turbine certification.

Ilustración 58. Algunas normas vigentes actualmente en aerogeneradores

Algunas otras normas aplicadas en el mundo:

NORMA	DESCRIPCIÓN
DIBt-Regulations	Richtlinie für Windkraftanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik, June 1993.
DS 472	Loads and Safety of Wind Turbine Construction, 1 st edition, May 1992, including Addendum, 28 th March 1996.
NEN 6096/2	Regulations for the Type-Certification of Wind Turbines, 1 st version of 26.11.1990, 2 nd edition February 1994.
GL-Regulations	Regulation for the Certification of Wind Energy Conversion Systems, 1999.
FGW (Fördergesellschaft Windenergie) – Guidelines	Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 3: Bestimmung der elektrischen Eigenschaften". Calidad de energía.
	Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen: Bestimmung der Schallemissionswerte" (FGW). Ruido.

Ilustración 59. Normas vigentes de energía eólica

NOM-SEDE-2005

La NOM-001-SEDE-2005 fue elaborada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE), con el apoyo de la Dirección General de Distribución y Abastecimiento de Energía Eléctrica y Recursos Nucleares de la Secretaría de Energía y la coordinación de la Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE), consultando trabajos, propuestas, comentarios y colaboraciones de diferentes instituciones miembros del CCNNIE.

La estructura de esta Norma Oficial Mexicana (en adelante NOM), responde a las necesidades técnicas que requiere la utilización de las instalaciones eléctricas en el ámbito nacional; cuida el uso de vocablos y se respeta los términos habituales, para evitar confusiones en los conceptos. Asimismo se ordenan los textos procurando claridad de expresión y unidad de estilo para una más específica comprensión. Lo que hará más fácilmente atendible sus disposiciones.

El objetivo de la NOM-001-SEDE-2005 es establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a la protección contra:

- los choques eléctricos,
- los efectos térmicos,
- sobrecorrientes,
- las corrientes de falla y
- sobretensiones.

El cumplimiento de las disposiciones indicadas en esta norma garantiza el uso de la energía eléctrica en forma segura; asimismo esta norma no intenta ser una guía de diseño, ni un manual de instrucciones para personas no calificadas.

La NOM-001-SEDE-2005 cuenta con 9 títulos los cuales son:

TITULO 1. Objetivo y campo de aplicación

TITULO 2. Referencias

TITULO 3. Principios fundamentales

TITULO 4. Especificaciones (capítulos 1 al 10 y Apéndice A)

TITULO 5. Lineamientos para la aplicación de las especificaciones en las instalaciones eléctricas (utilización)

TITULO 6. Cumplimiento

TITULO 7. Vigilancia

TITULO 8. Bibliografía

TITULO 9. Concordancia con normas internacionales

Los artículos propuestos en esta tesis para el uso adecuado de los equipos de generación eólica, se englobaran dentro del título número 4 “Especificaciones”, el cual cuenta con 9 capítulos siendo estos:

- 1: Disposiciones Generales
- 2: Alambrado y Protección
- 3: Métodos de Alambrado y Materiales
- 4: Equipos de Uso General
- 5: Ambientes Especiales
- 6: Equipos Especiales
- 7: Condiciones Especiales
- 8: Sistemas de Comunicación
- 9: Instalaciones destinadas al Servicio Público

A su vez dentro del capítulo 6 tenemos los siguientes apartados:

- Artículo 600 Anuncios luminosos y alumbrado de realce
- Artículo 604 Sistemas de alambrado prefabricados
- Artículo 605 Instalaciones en oficina
- Artículo 610 Grúas y polipastos
- Artículo 620 Elevadores, montacargas, escaleras eléctricas y pasillos móviles, escaleras y elevadores para sillas de rueda
- Artículo 625 Equipos para carga de vehículos eléctricos
- Artículo 630 Máquinas de soldar eléctricas
- Artículo 640 Equipos de grabación de sonido y similares
- Artículo 645 Equipos de procesamiento de datos y de cómputo electrónico
- Artículo 650 Organos tubulares
- Artículo 660 Equipos de rayos X
- Artículo 665 Equipo de calentamiento por inducción y por pérdidas dieléctricas
- Artículo 668 Celdas electrolíticas
- Artículo 669 Galvanoplastia
- Artículo 670 Maquinaria industrial
- Artículo 675 Máquinas de riego operadas o controladas eléctricamente
- Artículo 680 Albercas, fuentes e instalaciones similares
- Artículo 685 Sistemas eléctricos integrados
- Artículo 690 Sistemas solares fotovoltaicos
- Artículo 695 Bombas contra incendios
- **Artículo 700. Sistemas de generación eólica.**

Es dentro de esta última parte donde se propone se incluya la normativa adecuada para los sistemas de energía eólica, adoptando una estructura similar a la de los artículos correspondientes a los Sistemas solares fotovoltaicos.

En esta propuesta se describe de manera general los requerimientos para interconectar a las redes eléctricas la generación eólica, se mencionan los estándares técnicos que son requeridos por la industria eléctrica con el objetivo de tener parámetros mínimos para la interconexión de este tipo de generación. Los puntos a considerar en esta propuesta son:

- Disposiciones generales
- Requisitos para los circuitos
- Medios de desconexión
- Métodos de alambrado
- Puesta a tierra
- Marcado e identificación de terminales

El propósito de este documento es establecer los términos y condiciones para la interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Nacional. Se describen los requerimientos para instalaciones conectadas en media y alta tensión.

4.3.- Propuesta de Lineamientos a considerar en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE en materia de instalaciones eléctricas.

Disposiciones generales

ART.1.- Alcance

Lo dispuesto en este artículo se aplica a sistemas eléctricos de energía eólica incluyendo circuitos del sistema, unidades de acondicionamiento de potencia y controladores para tales sistemas. Los sistemas eólicos cubiertos por este artículo pueden ser interactivos con otras fuentes de producción de energía eléctrica o autónomos, con o sin almacenamiento de energía eléctrica, como baterías. Estos sistemas pueden tener salidas para utilización en c.a. o c.c

ART. 2.- Glosario de Términos

Aerogenerador(es). Equipo(s) constituido(s) por un rotor (turbina) de una o mas aspas, una transmisión (como caja de engranes), uno o más generadores eléctricos, torre y cimentación, equipo periférico y de control asociado, requerido para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Armónicos. Son componentes de la señal fundamental de Corriente o Tensión medidas en % del valor nominal de Tensión o corriente y además son múltiplos de la Frecuencia Nominal de 60 Hz.

Calidad de la Energía. Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables, que para cada caso se especificarán.

Capacidad Nominal (CN). Es la Capacidad Nominal de la Central. Calculada como la suma de las capacidades nominales de todos los Aerogeneradores que componen el parque.

Central (Parque de Generación). Central eoloeléctrica constituida por el conjunto de Aerogeneradores, líneas recolectoras, transformadores y la Subestación de Conexión.

Control Automático de Generación (CAG). Es el sistema que de manera automática ajusta los requerimientos de generación de todas las Áreas de Control para mantener sus intercambios programados y la frecuencia del Sistema a un valor establecido.

Curva de Potencia – Velocidad de Viento. Es una gráfica o tabla de valores indicando cuál será la potencia eléctrica disponible del Aerogenerador a diferentes velocidades de viento. La potencia se mide en kW y el viento en m/s. Los valores de potencia para esta curva se calculan considerando un flujo horizontal de viento medido a la altura del cubo del Aerogenerador, una densidad del aire estándar (1,225 kg/m³) y a una determinada turbulencia. La potencia eléctrica se debe presentar considerando valores de velocidad del viento desde la velocidad de inicio hasta la velocidad de corte, en intervalos de 1 m/s.

Frecuencia de Corte. Valores de frecuencia mínimos y máximos que activan los sistemas de Protección ejecutando la desconexión de los Aerogeneradores.

Frecuencia Nominal (Fn). Es el valor de frecuencia de 60 Hz interpretado como sesenta ciclos por segundo de la señal de corriente o Tensión.

Frecuencia Programada. Es la frecuencia especificada por el Operador del CENACE en el Control Automático de Generación, generalmente es igual a la Frecuencia Nominal, y cuando es diferente es para corregir el error de tiempo en valores $\pm 0,05$ Hz.

Hueco de Tensión. Período de reducción transitoria del Tensión por debajo de su rango operativo y hasta su recuperación permanente dentro de este rango. Generalmente provocado por una falla transitoria en la red eléctrica.

Productor Externo (Productor). Es el titular de un permiso para realizar actividades de generación que no constituyen Servicio Público.

Permisionario. La persona física o moral que es titular de un permiso de Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción, Productor Independiente, Exportación o Importación de Energía Eléctrica.

PMU. Unidad de Medición Sincronizada de Fasores.

Protección. Grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores a éstos.

Potencia Entregada. Es la potencia activa (MW) medida en el Punto de Interconexión.

Potencia Nominal del Aerogenerador. Significa la potencia eléctrica máxima continua a la cual está diseñado un Aerogenerador bajo condiciones normales de operación.

Punto de Interconexión. El sitio en donde el Permisionario entrega al Sistema la energía producida por su Fuente de Energía.

Regulación Primaria. Es la respuesta automática medida en MW de la unidad generadora al activarse el sistema de gobierno de la misma, ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.

Regulación Secundaria. Es la aportación en MW de la unidad generadora en forma manual o automática para restablecer la frecuencia eléctrica a su valor programado, generalmente de 60.00 Hz.

SCADA. Control Supervisorio y de Adquisición de Datos

Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

Unidad. Un Aerogenerador

Parpadeo de Tensión (Flicker). Es una variación de tensión por periodos cortos de tiempo y su regreso a valor nominal. Esta variación se mide en porcentaje de su valor nominal. Estos cambios repentinos de tensión provocan variaciones en la iluminación y son perceptibles al ojo humano, produciendo adicionalmente efectos nocivos en los equipos eléctricos. Esta fluctuación se presenta con una determinada periodicidad medida en ciclos de ocurrencia por unidad de tiempo.

Tensión Nominal. Es la diferencia de potencial eléctrico medida en KV del punto de interconexión y que esta determinada por el nivel de tensión de transmisión y subtransmisión.

Requisitos para los circuitos

ART. 3.- Cada parque eólico debe verificar estándares mínimos para cinco requisitos técnicos básicos:

FP: Factor de potencia (curva de capacidad) y control de tensión

FRT: Tolerancia ante huecos de tensión

FC: Aptitud para soportar variaciones de frecuencia y realizar RPF

PQ: Emisión de flicker y armónicos.

OP: Aptitud para realizar maniobras operativas

ART 3.1.- La Granja eólica debe controlar automáticamente la tensión en su punto de conexión, si su potencia instalada supera el 1% (normativa para la red eléctrica de ESPAÑA) de la Potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

ART. 3.2 - Respuesta frente a perturbaciones en la tensión

La propia instalación de producción y todos sus componentes deberán ser capaces de soportar, sin desconexión, cualquier perturbación en la tensión (en módulo y/o ángulo) en el punto de conexión a la red, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos o ante cualquier causa de otra naturaleza sin presencia de falta, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la ilustración 60.

En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión en el que la instalación deberá ser capaz de permanecer acoplada a la red será de forma semejante a esta ilustración, estando situado el valor del límite inferior de tensión en 0,5 pu, en lugar de en 0 pu. y en 0,6 pu en lugar de 0,2 pu. Adicionalmente, también será capaz de permanecer acoplada la instalación ante sobretensiones, en una o en todas las fases cuya tensión eficaz a tierra en el punto de conexión a la red alcance 1,30 pu durante 250 ms o 1,15 pu durante un segundo.

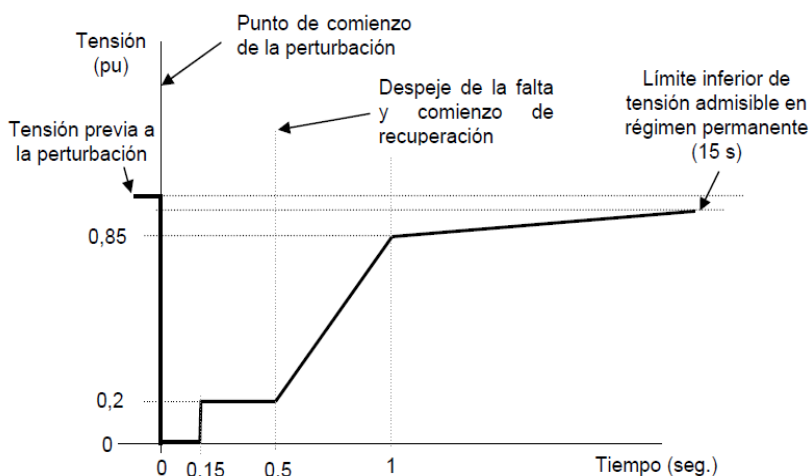


Ilustración 60. tensión-tiempo1 que define el área de la "perturbación de tensión" en el punto de conexión a red que debe poder ser soportado por la instalación. Tensión fase-tierra correspondiente a las fases perturbadas.

ART. 3.3.- Sobretensiones: El sistema será capaz de permanecer acoplado a la instalación ante sobretensiones, en una o en todas las fases cuya tensión eficaz a tierra en

el punto de conexión a la red alcance 1,30 pu durante 250 ms o 1,15 pu durante un segundo.

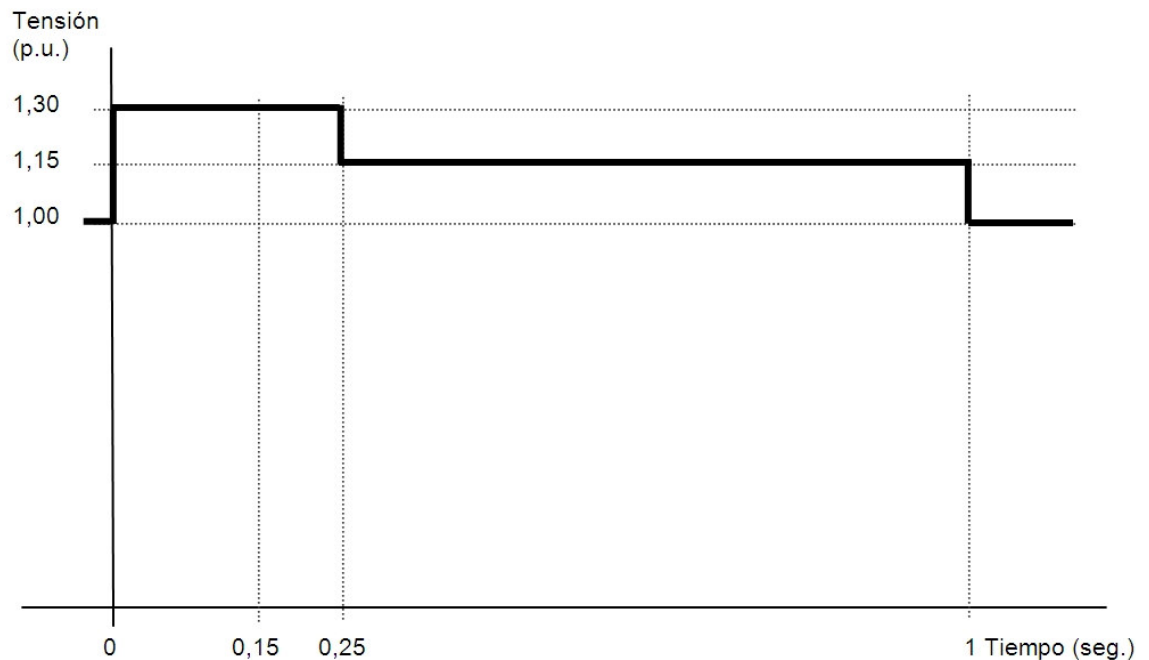


Ilustración 61. Sobretensiones que debe soportar el sistema eólico

ART. 4.- Fallas equilibradas (trifásicas)

ART. 4.1.- Alcance. Potencia reactiva y activa

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falla, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir, en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación.

No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva únicamente durante los primeros 40 ms inmediatamente posteriores a la aparición de la falta y durante los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma, y ello, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Durante un periodo de 40 ms desde que se produce la falta, el consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo, no deberá ser superior al 60% de la potencia nominal registrada.
- b) Durante los primeros 80 ms desde que se despeja la falta, el consumo neto de energía reactiva de la instalación no deberá ser superior a la energía reactiva

equivalente al 60% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 80 ms. De forma paralela, tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir, en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación.

NOTA: En este caso se admite también la existencia de consumos puntuales de potencia activa durante los primeros 40 ms inmediatamente posteriores a la aparición de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

ART. 4.2.- Regulador de tensión

Durante todo el régimen perturbado, la instalación estará capacitada para inyectar a la red una corriente aparente de, al menos, el valor de la intensidad nominal de la instalación. La aportación de intensidad por parte de la instalación al sistema eléctrico, durante las perturbaciones, se efectuará de modo que el punto de funcionamiento esté gobernado por un sistema de regulación automática 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 la correspondiente traslación a bornes de la misma de los valores de tensión eficaz del punto de conexión a la red) cumpliendo los siguientes requisitos:

- a) Durante la perturbación mantendrá la consigna de tensión del régimen permanente previo si el control de régimen permanente estaba funcionando a consigna de tensión.
- b) Durante la perturbación mantendrá como consigna de tensión la previa a la perturbación si el control de régimen permanente estaba funcionando a consigna de potencia reactiva o de factor de potencia.
- c) Dicho regulador comenzará inmediatamente su actividad en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión a la red salga de los límites admisibles de actuación, que establezca el Operador del Sistema, 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.

ART. 4.3.- Control de la potencia reactiva en régimen de perturbación

Los límites de saturación mínimos de la corriente reactiva inyectada/absorbida que debe poder alcanzar la instalación mediante el regulador de tensión del régimen perturbado se indican en la ilustración 62 mediante dos curvas poligonales (A-B-C-DE y A'-B'-C'-D'-E'). No obstante, en función de la evolución futura de la dinámica de las tensiones el operador del sistema podrá dar instrucción 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.

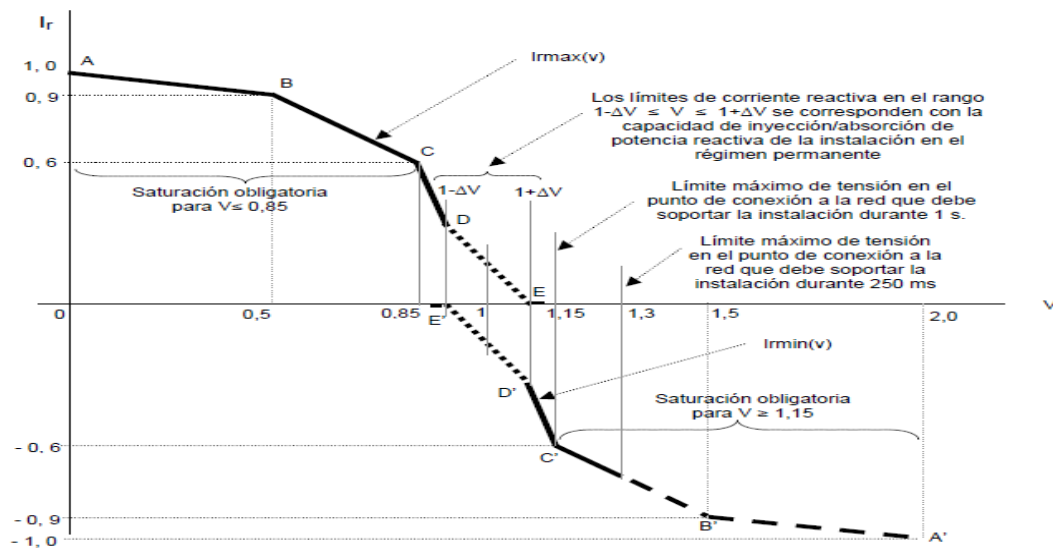


Ilustración 62. Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva "Ir"

ART. 4.4.- Control de la potencia activa en régimen perturbado.

Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red inferiores a 0,85 pu o superiores a 1,15 pu, la inyección/absorción de corriente reactiva deberá saturar en los límites del regulador prevaleciendo el control de tensión sobre la corriente activa, no obstante, la instalación respetará:

- Una limitación inferior y otra superior de la corriente activa en función de la tensión eficaz "V" en el rango $0 \leq V \leq 0,85$ pu indicadas en la ilustración 63. La posible violación a dichas limitaciones de corriente activa deberá ser eliminada antes de 40 ms.
- Para tensiones superiores a 1,15 pu la instalación tratará, en la medida de lo posible, mantener la potencia activa previa a la perturbación.

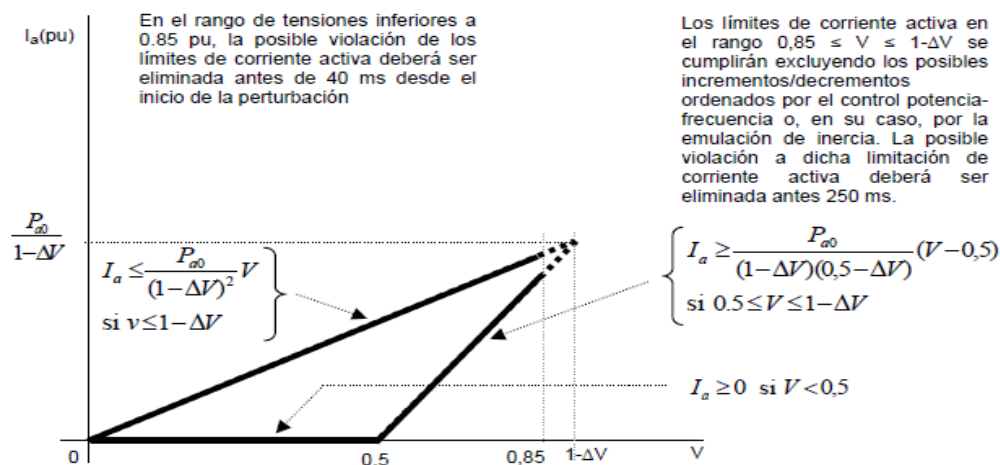


Ilustración 63. Límites inferior y superior de la corriente activa "Ia" en valores unitarios respecto de la potencia nominal aparente de la instalación.

ART. 5 .- Fallas desequilibradas (monofásicas y bifásicas)

ART. 5.1.- Potencia reactiva

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación.

No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 80 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente se permiten consumos transitorios durante el resto de la falta, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- El consumo neto de energía reactiva de la instalación no deberá ser superior a la energía reactiva equivalente al 40% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 100 ms.
- El consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 40% de su potencia nominal registrada.

ART. 5.2.- Potencia activa

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación.

No obstante lo anterior en este caso se admite la existencia de consumos puntuales de potencia activa durante los 80 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Durante el resto del periodo de mantenimiento de la falta, se admiten consumos de potencia activa, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a) El consumo neto de energía activa no deberá ser superior a la energía activa equivalente al 45% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 100 ms.
- b) El consumo de potencia activa, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 30% de su potencia nominal registrada.

ART. 6.- Frecuencias

ART. 6.1.- La Granja debe tolerar excursiones transitorias de la frecuencia similares al resto del parque generador.

ART. 6.2.- Los aerogeneradores no pueden contribuir incrementando su producción durante una falla pero sí pueden ayudar a la red manteniendo un determinado nivel de generación.

ART. 6.3.- A efectos de colaborar con la recuperación de la frecuencia frente a contingencias, los aerogeneradores deben permanecer conectados a la red cuando la tensión o la frecuencia se encuentren fuera del rango normal.

ART. 6.4.- Frecuencias de Corte La instalación de generación deberá disponer de los equipos necesarios que le permitan realizar regulación potencia-frecuencia, es decir, estará capacitada para producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales al desvío de frecuencia en el punto de conexión a la red.

En la tabla se presentan los requerimientos de ajuste para las protecciones del Aerogenerador en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión. Las protecciones de frecuencia se aplican por unidad.

Rango de Frecuencia	Tiempo de ajuste de la Protección
> 62 Hz	Instantáneo
$57.5 \leq \text{Operación Normal} \leq 62.00$	Operación continua
< 57.5 Hz	Instantáneo

Tabla 12. Frecuencias de corte

ART. 7.- Requisitos de control en régimen permanente

ART. 7.1- La instalación deberá estar capacitada para enviar al Operador del Sistema la medida correspondiente a la diferencia entre la potencia activa producible conforme al recurso de energía primaria y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida del Operador del Sistema. La instalación de generación dispondrá de los equipos necesarios para realizar un control de la tensión en el nudo de conexión a la red a consigna de tensión que cumplirá con los siguientes requisitos:

- Independientemente de su realización física, se comportará 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 con anterioridad para el control de tensión del régimen perturbado (apartado 8.3.1.1).
- Para el caso de puntos de conexión pertenecientes al sistema, se tomará el intervalo $\pm\Delta V$ igual a $\pm 7,5\%$. 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 capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva permanecerá mientras la instalación esté acoplada entregando cualquier potencia activa por encima del 20% de la potencia nominal de la instalación. Por debajo de dicho valor de potencia activa, la capacidad mínima para inyectar/absorber potencia reactiva podrá decrecer linealmente hasta el punto de potencia reactiva nula con potencia activa nula.

- 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 20 segundos.
- El error de régimen permanente en la tensión será tal que la tensión en el punto de conexión a la red se mantenga dentro de la banda de variación admisible que el Operador del Sistema establezca en torno a la tensión de consigna mientras el control no esté saturado en los límites de inyección/absorción de potencia reactiva.

ART. 7.2.- La instalación tendrá la capacidad de realizar la función de control a consigna de potencia reactiva o de factor de potencia con la misma velocidad de respuesta que el modo a consigna de tensión. El modo de control concreto será indicado por el Operador del Sistema en función de las condiciones de operación.

ART. 7.3.- La instalación mantendrá la potencia activa programada constante mientras el recurso primario lo permita excluyendo los incrementos/decrementos sobre la misma ordenados por el control potencia-frecuencia y, en su caso, por la emulación de inercia mientras que esté funcionando el control de régimen permanente independientemente de que el modo de funcionamiento sea a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.

ART. 7.4.- El control a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia cederá sus funciones, durante los regímenes perturbados, al equipo regulador de tensión establecido para el régimen perturbado en los términos descritos al efecto, pudiendo ser un mismo control si posee la velocidad de respuesta requerida.

ART. 7.5.- Cada Granja eólica debe instalar el equipamiento necesario para filtrar las armónicas emitidas.

ART. 7.6.- En el caso de nodos al cual se conecten dos o más Granjas eólicas ó una Granja eólica con otros equipos electrónicos de potencia de superarse el nivel máximo admitido de armónicas, todas las Granjas y/o propietarios de equipamientos electrónicos de potencia serán “beneficiarios” de las contramedidas.

ART. 7.7.- Los límites permisibles de distorsión armónica en tensión, están determinados por el nivel de tensión nominal del sistema eléctrico bajo análisis, como se indica en la siguiente tabla:

LÍMITES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA MÁXIMA PERMISIBLE EN TENSIÓN DEL BUS	DISTORSIÓN INDIVIDUAL DE TENSIÓN EN % (POR COMPONENTE ARMÓNICA, EXCEPTO LA FUNDAMENTAL)	DISTORSIÓN TOTAL DE TENSIÓN EN % (%THDV)
Hasta 69,000 V	3.0	5.0
69,000 V a 161,000 V	1.5	2.5
161,001 V y Mayor	1.0	1.5

Tabla 13. Niveles de armónicos permitidos

ART. 8.-Protecciones.

Se debe contar con un sistema de protección para el aerogenerador, grupo de aerogeneradores, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales.

ART. 8.1.-Protecciones de Subestación y Punto de Interconexión.

Las protecciones para la subestación, transformador de potencia, líneas de enlace y equipos auxiliares deben estar montados en Tableros de control y Protección que cumplan con los requerimientos establecidos en la especificación V6700-62(CFE Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas) y los relevadores utilizados deben estar en la listado de relevadores aprobados LAPEM-05L(Listado de Relevadores Aprobados por CFE).

ART. 8.2.-Protecciones para líneas de transmisión de enlace

Los esquemas de protección de las líneas de transmisión de enlace deben cumplir con los requerimientos establecidos en la norma de referencia NRF-041-CFE “Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión”, debiendo aplicar relevadores que se encuentren aprobados en el “Listado de Relevadores Aprobados” LAPEM-05L.

ART. 8.3.-Protecciones para Aerogeneradores

Para la protección del aerogenerador se deben utilizar relevadores digitales, la alimentación a estos deberá ser redundante y de distintas baterías.

Los Permisarios deberán cumplir con las mejores prácticas de la Industria, para proteger sus aerogeneradores ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del Punto de Interconexión.

ART. 8.4.-Registradores de disturbios.

El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con registradores de disturbios los cuales deben tener la capacidad de almacenar en memoria la información relevante a una falla eléctrica con suficiente velocidad de respuesta, debiendo contar con la funcionalidad de medición sincronizada de fasores (PMU).

ART. 8.5.-Transformadores.

Se debe suministrar protección contra sobrecorriente para un transformador con una o varias fuentes en cada lado del mismo, de acuerdo con lo indicado en 450-3, considerando como primario primero un lado del transformador y luego el otro lado.

ART. 9.-Comunicaciones, Medición y Control

El Permisario debe contratar, instalar, poner en servicio y mantener por su cuenta, un canal de comunicación dedicado para voz y datos, principal y otro de respaldo incluyendo los equipos de comunicación, programas (Hardware, Software) e interfases necesarias, desde el Sistema de Control de la Central del Permisario hacia las instalaciones que la Comisión indique.

Para estos canales de comunicación que funcionarán como principal y de respaldo, el Permisario debe contratar diferentes medios de comunicación para que sea confiable la redundancia.

ART. 9.1. Sistemas de Control.

Los parques eólicos dispondrán de sistemas de control local que deberán ser capaces, como mínimo, de enviar información sobre los aerogeneradores, estaciones meteorológicas y subestaciones a las que se encuentren conectados, hasta el puesto de control del parque eólico.

ART. 9.1.1.- Los sistemas de control local deberán ser capaces de, como mínimo, permitir la actuación sobre aerogeneradores y subestaciones a las que se encuentran conectados los parques eólicos, desde el puesto de control del parque eólico.

ART. 9.1.2.- El puesto de control del parque deberá ser capaz de enviar en tiempo real al puesto de control del operador del sistema la información necesaria para garantizar la operación segura y fiable del sistema eléctrico de acuerdo al artículo 9.2 de la presente Orden.

ART.9.1.3.- El puesto de control del parque deberá ser capaz de recibir en tiempo real del puesto de control del operador del sistema consignas de limitación a la producción del parque con indicación de la causa, y deberá efectuar las actuaciones oportunas sobre el parque para garantizar el correcto cumplimiento de las consignas.

ART.9.1.4.- El operador del sistema presentará, en el plazo de tres meses contados a partir de la entrada en vigor de la presente norma, para su aprobación por la Consejería competente en materia de energía, previa audiencia a las partes afectadas, el documento "Especificaciones para la conexión de los puestos de control de parques eólicos con el puesto de control del operador del sistema" describiendo las soluciones de conectividad y protocolos de comunicaciones estándares a utilizar a tal efecto.

ART.9.1.5.- El sistema hará posible el suministro de información de tipo estadístico en formato digital compatible para aplicaciones de hoja de cálculo o base de datos, a un puesto de recepción de información instalado a tal efecto en las dependencias del Centro Directivo competente en materia de energía y, en su caso, en las dependencias del distribuidor de la correspondiente red o del operador del sistema.

ART.9.1.6.- Se instalará un dispositivo para evitar interrupciones en la alimentación del sistema de gestión telemática como consecuencia de caídas de tensión. El sistema deberá garantizar la comunicación en todo momento entre los puestos de control del parque y del operador del sistema

ART. 9.2.- Pronósticos de vientos.

Cada parque eólico deberá contar con equipamiento (hardware y software) necesario y suficiente para realizar un pronóstico de curvas de viento horarias previstas con un día de anticipación (programación diaria de despacho) y, una actualización con 4 horas de anticipación (6 veces por día)

ART. 9.3. - Medición para facturación

Los medidores para facturación deberán estar instalados en un gabinete tipo MM. Deberán contar con sistemas de comunicaciones adecuados para transmitir la

información requerida por el CENACE de acuerdo a sus especificaciones y protocolos para monitoreo, medición y control en caso de Emergencia. Los equipos de medición deben registrar y transmitir al sistema supervisorio de tiempo real y/o servidor de datos del centro de control de la Comisión las siguientes variables:

- Potencia Activa (MW) (en el Punto de Interconexión)
- Potencia Reactiva (MVAR) (en el Punto de Interconexión)
- Tensión en el Punto de Interconexión (KV)
- Frecuencia (Hz) (en el Punto de Interconexión)
- Señalización de interruptores y cuchillas de las líneas y control de interruptores en el punto de interconexión.
- Energía Activa en el punto de interconexión en la hora (MWh)
- Energía Reactiva en el punto de interconexión en la hora (MVARh)
- Energía integrada en el día en el punto de interconexión (MWh/día)
- Energía integrada cincominutal en el punto de interconexión (KWh)

El Permisionario deberá enviar al CENACE los montos de energía generada en kWh en forma horaria, vía el nodo de instalación, además el equipo de medición debe ser capaz de almacenar históricos en períodos de 5 minutos de valores de energía.

ART. 9.4. - Control ante Emergencias

Ante Emergencias del sistema eléctrico nacional, el Permisionario deberá poner a disposición de la Comisión, en el Punto de Interconexión, las mediciones, señales, canales de comunicación y demás infraestructura necesarias para que ésta pueda implementar, en su caso, un Disparo Automático de generación (DAG) y/o carga (DAC).

ART. 10. - Pruebas

Las pruebas de los equipos que componen la subestación de interconexión y de los Aerogeneradores deberán de documentarse. Dichas pruebas incluyen:

- Ajuste y operación correcta de protecciones
- Equipos de comunicación y medición.
- Prueba en campo del hueco de tensión.
- Medición en campo del contenido de armónicas.

El número de pruebas y su realización serán de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por la Comisión. El Permisionario deberá presentar a la Comisión los resultados de las pruebas que demuestren el cumplimiento de lo especificado en este Código de Red.

ART. 10.1. - Estudios y Análisis para la Interconexión de Aerogeneradores

Ante la entrada de cada Permisionario, se deberán realizar una serie de estudios que evalúen los efectos de su interconexión a la red eléctrica.

Tipos de Estudios:

- Corto Circuito
- Flujos de Potencia
- Análisis de Contingencias
- Estabilidad Transitoria y Dinámica.
- Estabilidad de Tensión
- Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos de las Corrientes y Tensiones.
- Coordinación de Protecciones

Medios de desconexión**ART. 11.-Desconexión de dispositivos**

Será posible desconectar un aerogenerador de todas las fuentes eléctricas de energía como requerimiento para su mantenimiento o pruebas, tanto el sistema de alumbrado como otros sistemas eléctricos deben de tener sus propios dispositivos de desconexión esto para que en caso de mantenimiento estos sistemas estén energizados como medida de seguridad en lo que se des energizan las unidades correspondientes.

ART. 11.1.-Todos los conductores. Se deben proveer los medios para desconectar todos los conductores que lleven corriente eléctrica de un aerogenerador al parque eólico y a la respectiva unidad de transformación.

Excepción: Cuando una conexión del circuito de puesta a tierra no está diseñada para ser automáticamente interrumpida como parte del sistema de protección contra falla a tierra , un des conectador o un interruptor automático usado como medio de desconexión no debe tener un polo conectado al conductor de tierra.

NOTA -El conductor de puesta a tierra puede tener algún medio de desconexión para permitir el mantenimiento o reparación por personal calificado.

ART. 11.2.-Disposiciones adicionales. Las disposiciones establecidas en el artículo 230, parte C y parte F (de la Nom.) deben aplicarse a los medios de desconexión de la fuente eólica.

Excepción No. 1: No se requiere que los medios de desconexión sean adecuados para equipo de acometida y deben ser especificados de acuerdo con lo indicado en 6.6

Excepción No. 2: Se permiten dispositivos de protección contra sobrecorriente y diodos de bloqueo.

ART. 11.3.-Desconexión de equipo del sistema eólico. Deben proveerse medios para desconectar equipos tales como inversores, baterías, controladores de carga, banco de capacitores y similares, de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes. Si el equipo está energizado por más de una fuente, los medios de desconexión deben ser agrupados e identificados.

ART. 11.4.-Fusibles. Deben proveerse medios para desconectar un fusible de todas las fuentes de alimentación si aquél está energizado por ambas direcciones y está accesible a personal no calificado. Dicho fusible, en un aerogenerador, debe poder desconectarse independientemente de los fusibles de otros circuitos del sistema eólico.

ART. 11.5.-Desconectores o interruptores automáticos. Los medios de desconexión para conductores no puestos a tierra consisten de uno o varios desconectores o interruptores automáticos:

- (1) localizados en un lugar accesible fácilmente
- (2) operables externamente sin exponer al operador al contacto con partes vivas
- (3) indicando claramente si está en la posición cerrado o abierto, y
- (4) deben tener una corriente de interrupción suficiente para la corriente y tensión eléctricas que puede estar disponible en las terminales de línea del equipo. Se debe fijar un letrero de precaución adyacente a los medios de desconexión cuando todas sus terminales puedan estar energizadas en la posición de abierto. El letrero de precaución debe ser claramente legible y tener la siguiente leyenda:

**“PRECAUCION-CHOQUE ELECTRICO-NO TOCAR-TERMINALES
ENERGIZADAS EN POSICION DE ABIERTO”.**

Excepción: Un medio de desconexión localizado en el lado de c.c. puede tener una corriente de interrupción menor que la capacidad de conducción de corriente eléctrica del sistema, cuando el sistema está diseñado de tal manera que el desconectador de c.c. no pueda ser abierto bajo carga.

ART. 11.6.-Deshabilitación de un sistema. Deben proveerse medios para deshabilitar un sistema o porciones del mismo.

Métodos de alambrado

ART. 12. Métodos permitidos de Sistemas de alambrado.

Se permiten todos los métodos de canalización y alambrado de cables incluidos en esta norma y otros sistemas de alambrado y accesorios específicamente destinados e identificados para uso en arreglos de sistemas eólicos.

La interconexión eléctrica entre aerogeneradores y entre éstos y la subestación se realizará con cable de media tensión según lo establecido en 310-60 y 326 (de la NOM-001)

ART. 12.1.-Conexión de componentes.

Cuando estén aprobados para ese uso, se permiten, accesorios y conectores destinados a quedar ocultos al momento del ensamble en el sitio para la conexión de módulos u otros componentes de los sistemas. Tales accesorios y conectores deben ser adecuados en aislamiento, elevación de temperatura y tolerancia a las corrientes eléctricas de falla al método de alambrado empleado, y deben ser capaces de resistir los efectos del ambiente en que se usen.

ART. 12.2.- Registros de empalme

En tramos de canalización con longitudes grandes ya sea entre aerogeneradores o bien entre estos y la planta de transformación que no se puedan realizar con una única troncal de cable sin empalmes, se deberán construir registros, a fin de facilitar las tareas de instalación, empalme, reposición y reparación de los cables.

En cualquier caso, el tendido se efectuará de manera que el número de

empalmes realizados sea el mínimo imprescindible. Las arquetas deberán ser de sección rectangular y de dimensiones apropiadas, y deberán estar provistas de un dispositivo de desagüe eficaz.

ART. 12.3.-Empalmes

Donde sea necesario se efectuarán empalmes en los conductores de media tensión, que serán unipolares, de características adecuadas al tipo de conductor empleado, y manteniendo en cualquier caso el grado de aislamiento del mismo. En todos los casos, los empalmes se efectuarán en el interior de arquetas registrables, de acuerdo con lo indicado anteriormente.

ART. 12.4.-Terminales

La conexión de los cables en las celdas de media tensión en los aerogeneradores se efectuará mediante terminales unipolares enchufables, de tipo acodado, del mismo grado de aislamiento que los conductores. Los terminales seleccionados deberán ser compatibles con la celda instalada en el aerogenerador.

Los circuitos de media tensión se conectarán asimismo a las celdas de potencia de la subestación, mediante conectores rectos para servicio interior, del mismo grado de aislamiento que los conductores. Los terminales deberán ser igualmente compatibles con el tipo de conexión de las celdas.

Sistemas de puesta a tierra en las turbinas eólicas

ART. 13.- Puesta a tierra en turbinas

En cada turbina eólica deberá ser construido un sistema de puesta a tierra. Para la conexión a tierra de la turbina eólica, el refuerzo metálico de los cimientos de la torre deberá ser integrado e interconectado con el sistema de puesta a tierra que se desee instalar. Es recomendable el uso de los cimientos de la estructura y del edificio de control como sistema de puesta a tierra debido a la protección que ofrece el concreto a la corrosión de los conductores como se muestra en la siguiente ilustración.

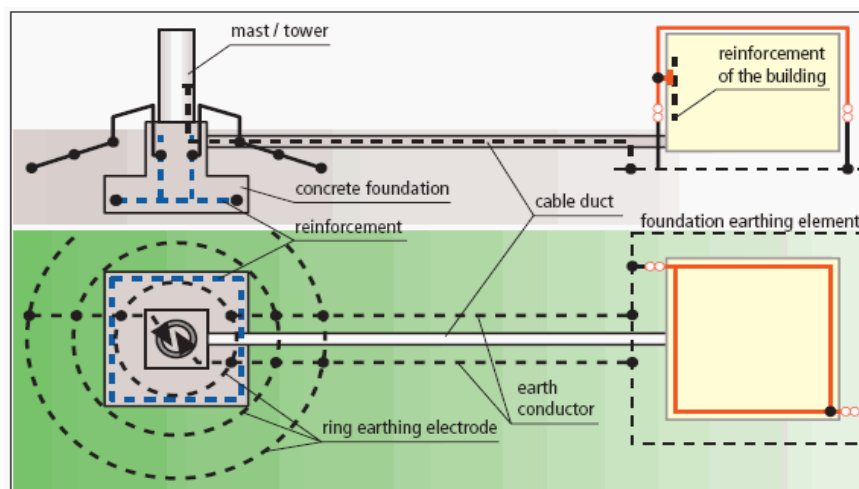


Ilustración 64. Ejemplo de conexión de la puesta a tierra a los cimientos de la estructura

ART. 13.1.-Puesta a tierra del equipo.

Las partes metálicas de los marcos de los módulos, del equipo y de las envolventes de conductores que no lleven corriente eléctrica, deben ser puestas a tierra sin importar la tensión eléctrica.

ART. 13.2.-Métodos de puesta a tierra de los aerogeneradores.

Las puestas a tierra de aerogeneradores deberá ser de los siguientes 3 tipos:

Tipo 1

Se construirá un círculo alrededor de la base del aerogenerador, con un diámetro de 11 m aproximadamente, en el que en dos extremos opuestos se disponen dos varillas de 2 m de longitud, como se observa en la ilustración 65.

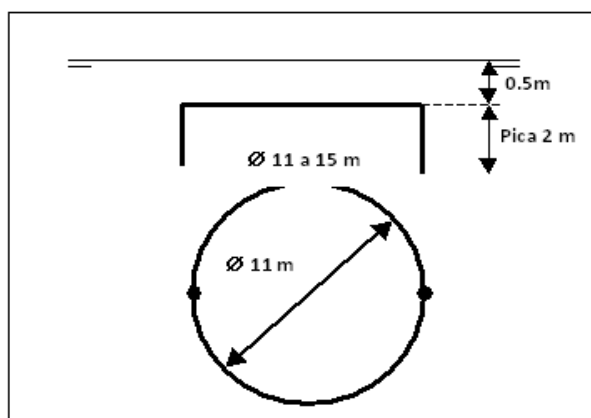


Ilustración 65. Geometría de puesta a tierra, tipo 1

Tipo 2

Se construirá un octógono como geometría base para la realización de la puesta a tierra. En este caso se disponen dos octógonos introducidos en el terreno a dos niveles distintos, tal y como se puede observar en la ilustración 66.

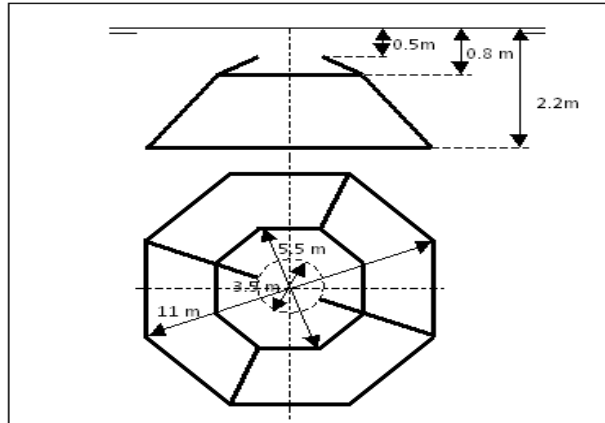


Ilustración 66. Geometría de puesta a tierra, tipo 2.

Tipo 3

Se construirá un anillo interior a la torre del aerogenerador alrededor del perímetro interno de la torre; otro anillo concéntrico y exterior a la base del aerogenerador sobre la cimentación del mismo y un anillo de forma cuadrada concéntrico exterior a la cimentación unido por cuatro puntos a los redondos de acero situados en los puntos medios de las aristas externas de la cimentación. Estos tres anillos concéntricos se unen formando una superficie equipotencial, como se observa en la ilustración 67. En caso de no obtener una resistencia adecuada, se sugiere añadir dos varillas a un metro de distancia del cuadrado.

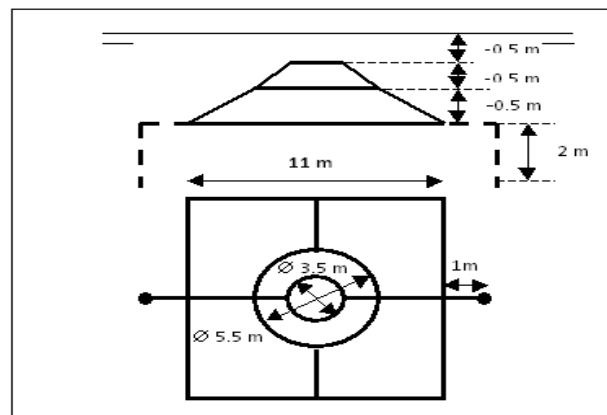


Ilustración 67. Geometría de puesta a tierra, tipo 3

ART.13.3.-Interconexión de aerogeneradores con planta de transformación.

Se deberá interconectar la puesta a tierra de la base de la torre con la puesta a tierra del edificio de control con el objetivo de obtener un sistema de puesta a tierra equivalente con la mayor superficie posible.

ART.13.4.-Mínimo de aerogeneradores conectados a un circuito de tierra.

En parque eólico donde se instalen como mínimo 5 aerogeneradores se deberá poner la puesta a tierra de cada turbina eólica en grupos. Esta unión se realizará en grupos de cinco unidades mínimo y se conectará después al sistema de puesta a tierra de la subestación correspondiente. Así, desde la red de media tensión se deriva en forma de T a cada turbina eólica, mediante soldadura aluminotérmica, tal como muestra el esquema de la ilustración 68.

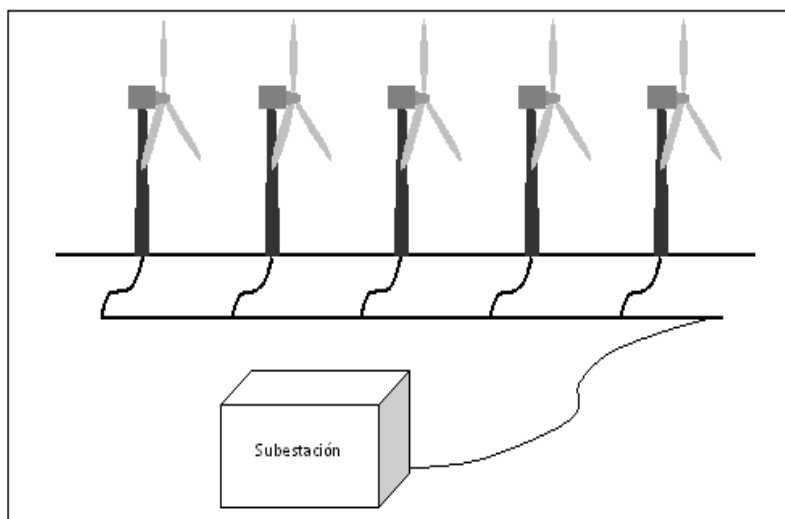


Ilustración 68. Conexión de aerogeneradores en forma de "T"

Marcado**ART. 14.- Módulos.**

Los módulos deben marcarse con identificación de las terminales o cables de salida, en cuanto a su polaridad, a la especificación del dispositivo de protección contra sobrecorriente máxima, y con la especificación de: (1) tensión eléctrica de circuito abierto (2) tensión eléctrica de operación (3) tensión eléctrica máxima permisible del sistema (4)

corriente eléctrica de operación (5) corriente eléctrica de corto circuito y (6) potencia máxima.

ART. 14.1.- Fuente de energía eólica.

El instalador debe marcar en el sitio, en un lugar accesible en los medios de desconexión de la fuente de energía eólica, las especificaciones de:

- (1) corriente eléctrica de operación
- (2) tensión eléctrica de operación
- (3) tensión eléctrica de circuito abierto, y
- (4) corriente eléctrica de cortocircuito de la misma fuente.

