

CONSULTA PÚBLICA

CODIGO DE REDES

(Aprobado mediante Resolución AN No. 4826-Elec de 19 de octubre de 2011.)

Mediante Resolución AN No. 4826-Elec de 19 de octubre de 2011, la ASEP aprobó el Código de Redes de las Normas Técnicas, Operativas y de Calidad, para la Conexión de la Generación Eléctrica Eólica al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Empresa UNIÓN EÓLICA PANAMEÑA, S.A. (UEP) mediante nota UEP 08-12 ASEP de 13 de junio de 2012, efectúa una consulta a la ASEP sobre el Código de Redes, específicamente respecto de los numerales B.3 Requerimientos para las Centrales Eólicas de Control de Potencia Reactiva-Tensión, y del B.4 Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva-Tensión.

La ASEP mediante nota DSAN No.01464-2012 de 29 de junio de 2012, solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) sus apreciaciones técnicas respecto de la consulta efectuada por UEP y sobre la interpretación efectuada por la ASEP al Numeral 5.2 del estudio de DIGSILENT “*Servicios de Consultoría para la Determinación de la Capacidad Máxima de Generación Eólica a Instalarse en el Sistema Interconectado Nacional – Fase 1 :Estudios de Integración del Sistema.*” de agosto 2011, versión 2.

ETESA mediante nota ETE-DTR-GPL-107-2012 de 9 de julio de 2012, da respuesta a la nota DSAN No.01464-2012 de 29 de junio de 2012, indicando que existe una última versión del estudio de DIGSILENT antes mencionado con fecha de septiembre de 2011, versión 4, enviando copia digital del mismo.

Al revisarse el archivo digital del estudio de DIGSILENT de septiembre de 2011, aparece con fecha de 4 de octubre de 2011, y el mismo no fue remitido para conocimiento de ASEP.

El Código de Redes vigente, fue sometido a Consulta Pública mediante Resolución AN No. 4782-Elec de 21 de septiembre de 2011, con la información del estudio de DIGSILENT de agosto de 2011, versión 2.

Al revisarse y compararse los estudios de DIGSILENT de agosto de 2011 (V2) y de DIGSILENT de septiembre de 2011 (V4), específicamente el Capítulo 5, se notan modificaciones de forma y cambios en los requerimientos de reactivo del numeral 5.2 de la versión 2 o informe de agosto de 2011, respecto de los requerimientos de reactivo del numeral 5.1.2 de la versión 4 o informe de septiembre de 2011, y que corresponden al numeral B.3 del Código de Redes vigente.

El numeral 5.2 de la versión 2 o informe de agosto de 2011, indica lo siguiente:

Requerimientos de Control de Potencia Reactiva – Tensión.

Durante el análisis de flujos de carga, se ha identificado que se requiere de una contribución para el balance de potencia reactiva de los parques eólicos hacia el sistema de potencia. Por lo tanto, los parques eólicos a ser instalados deben estar provistos con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión. De acuerdo a los estudios aquí presentados, se determina que el requerimiento de potencia reactiva para los parques eólicos debe ser capaz de proporcionar una potencia reactiva de hasta 0,4 p.u en el punto de acoplamiento común.

El numeral 5.1.2 de la versión 4 o informe de septiembre de 2011, indica lo siguiente:

Requerimientos de Control de Potencia Reactiva – Tensión.

Durante el análisis de flujos de carga, se ha identificado que se requiere de una contribución para el balance de potencia reactiva de los parques eólicos hacia el sistema de potencia. Por lo tanto, los parques eólicos a ser instalados deben estar provistos con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión. De acuerdo a los estudios aquí presentados, se determina que el requerimiento de potencia reactiva para los parques eólicos debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0,4 p.u. y 0,4 p.u en el punto de acoplamiento común.

Como se aprecia de la parte subrayada de ambos numerales, los requerimientos fueron modificados por el consultor DIGSILENT, de sólo inyección de reactivo (0,4 p.u.) a inyección y absorción de reactivo (-0,4 p.u y 0,4 p.u.).

En razón de las modificaciones de forma del Capítulo 5 y cambios en los requerimientos de reactivo para las Centrales Eólicas, del informe de agosto de 2011, versión 2, son diferentes a las requeridas por el informe de septiembre de 2011, versión 4, y que el consultor DIGSILENT aclara la forma como se determina este requerimiento de reactivo, la ASEP ha determinado efectuar cambios al numeral “B” completo del Código de Redes, el cual se basa en el Capítulo 5 del informe de DIGSILENT, para adecuarlo con lo estipulado por el último informe del DIGSILENT de septiembre de 2011, versión 4.

Que debe efectuarse una Consulta Pública, de acuerdo con lo estipulado por la regulación vigente.

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN:

1) TEXTO ACTUAL DE LA SECCIÓN “B”:

B. NORMAS OPERATIVAS.

B.1 Frecuencias de Corte.

En la tabla B.1 se presentan los requerimientos de ajuste para las protecciones para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión. Las protecciones de frecuencia se aplican individualmente por cada generador.

Tabla B.1 Frecuencias de Corte

Rango de Frecuencia	Tiempo de ajuste de la Protección
> 62 Hz	Instantáneo
57.5 ≤ Operación Normal ≤ 62.00	Operación continua
< 57.5 Hz	Instantáneo

B.2 OPERACIÓN DEL RANGO DE TENSIÓN.

B.2.1 Operación Normal

Con base en los estudios de flujo de carga y estudios de estabilidad, se ha identificado el rango de voltaje de operación requerido para operación normal, operación ante perturbaciones y condiciones de emergencia.

El rango continuo requerido de operación de tensión es: **90% <v <110%**

Durante los estados post-falla del sistema, la tensión puede permanecer dentro del rango de + / - 10% por una cantidad de tiempo considerable. Por lo tanto, es necesario que los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento funcionen de forma continua dentro de este rango de tensión.

B.2.2 Comportamiento durante Fallas en la Red.

Para garantizar que los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento no se disparen durante e inmediatamente después de ocurrida una falla, se deben especificar las características LVRT (Low Voltage Ride-Through) y HVRT (High

Voltaje Ride-Through). Los límites de la característica se han derivado de diversas simulaciones de fallas asegurando que la tensión actual del sistema permanezca dentro de los límites de LVRT (Low Voltaje Ride-Through) y HVRT (Low Voltaje Ride-Through) de acuerdo a la Figura 5.1 para todos los tipos de fallas críticas y contingencias.

Para la Central Eólica planeada, la Figura 5.1 indica que no se permite la desconexión de cualquier Generador Eléctrico con Turbina de Viento siempre y cuando la tensión en el punto de conexión de 230 kV se mantenga dentro de las líneas roja y azul.

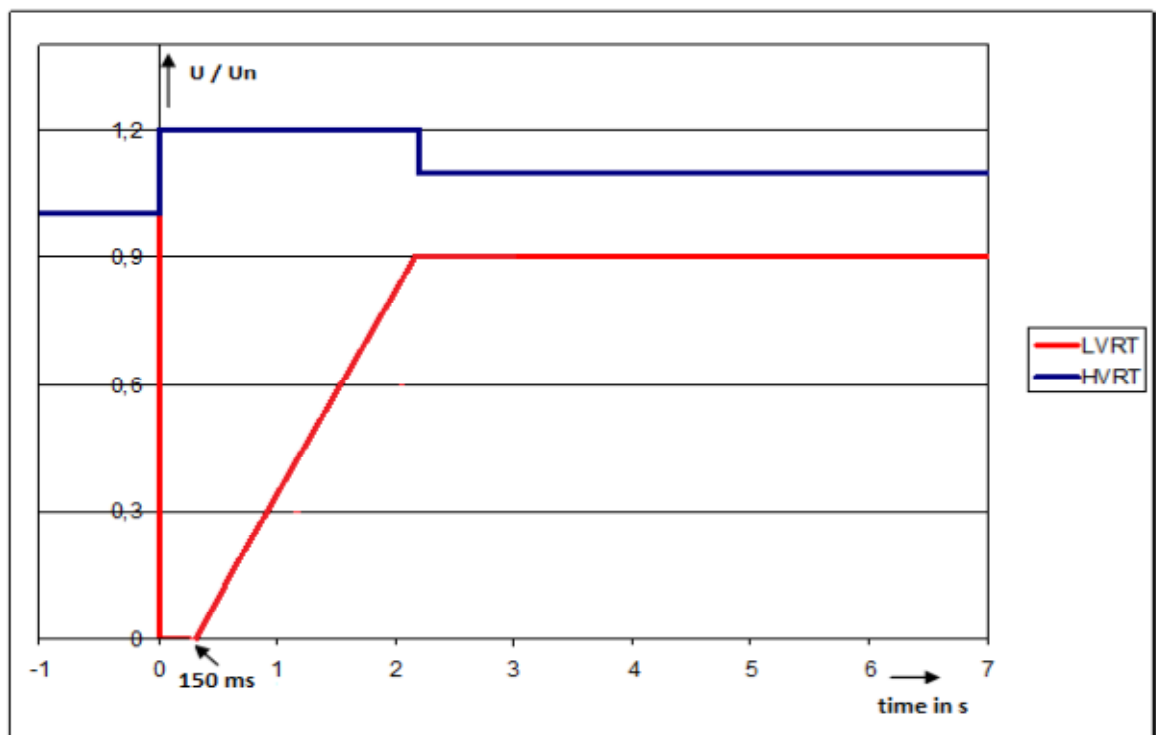


Figura 5.1: Requerimientos de LVRT y HVRT.

En lo que respecta al suministro de potencia activa a la red, se definen los siguientes requisitos:

- Se permite reducir la producción de potencia activa durante las fallas en la red.
- Las Centrales eólicas deben ser capaces de suministrar el 100% de la máxima potencia activa disponible a la red después del despeje de falla, con una rampa máxima de 1 segundo (de 0 a la potencia nominal).

La "máxima potencia activa disponible" se define como la cantidad de potencia activa que la Central eólica puede suministrar a la red con tensión nominal y considerando las condiciones de velocidad del viento.

Se ha considerado un tiempo mínimo de 150 ms para especificar la característica LVRT (Low Voltaje Ride-Through), de acuerdo a la Figura 5.1. Este valor es suficiente para garantizar que la Central eólica no se dispare ante la ocurrencia de fallas en el sistema de Panamá, mientras que al mismo tiempo se encuentra por encima del tiempo de despeje de falla de diseño de 100 ms. Este valor es también un ajuste estándar para muchos generadores eólicos comerciales.

Ambos tiempo de despeje de falla y tiempo de recuperación de tensión de la característica LVRT (Figura 5.1) se basan en los tiempos de despeje de falla y las excursiones permisibles especificada para el sistema de Panamá.

B.2.3 Soporte de Corriente Reactiva durante Fallas en la Red

Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento modernos, deberán ser capaces de proporcionar una alta corriente reactiva durante fallas en la red para soportar la tensión.

La corriente de falla reactiva se calcula en función de la desviación de tensión (Figura 5.2, $K = 2$). La corriente indicada en la Figura 5.2 representa un incremento de corriente que tiene que ser añadida a la corriente de pre-falla.

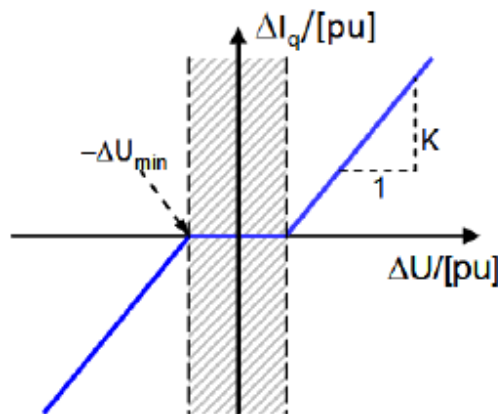


Figura 5.2: Cálculo de la Corriente reactiva de Falla.

B.3 Requerimientos para las Centrales Eólicas de Control de Potencia Reactiva – Tensión.

Las Centrales eólicas a ser instaladas deben estar provistas con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión.

El requerimiento de potencia reactiva para las Centrales eólicas debe ser capaz de proporcionar una potencia reactiva de hasta 0.40(+) adelantada en el punto de conexión.

B.4 Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva – Tensión.

Para que participe en el control de Tensión, los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del Centro Nacional de Despacho (CND). Debe tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto.

B) TEXTO PROPUESTO PARA LA SECCIÓN “B”:

B. NORMAS DE OPERACIÓN.

B.1 Frecuencias de Corte.

En la tabla B.1 se presentan los requerimientos de ajuste para las protecciones para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión. Las protecciones de frecuencia se aplican individualmente por cada generador.

Tabla B.1 Frecuencias de Corte

Rango de Frecuencia	Tiempo de ajuste de la Protección
> 62 Hz	Instantáneo
57.5 ≤ Operación Normal ≤ 62.00	Operación continua
< 57.5 Hz	Instantáneo

B.2 OPERACIÓN NORMAL.

B.2.1 Rango de Tensión.

Con base en los estudios de flujo de carga y estudios de estabilidad, se ha identificado el rango de voltaje de operación requerido para ambos operación normal y operación ante perturbaciones.

El rango continuo requerido de operación de tensión es: **90% <v <110%**

Durante los estados post-falla del sistema, la tensión puede permanecer dentro del rango de + / - 10% por una cantidad de tiempo considerable. Por lo tanto, es necesario que los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento funcionen de forma continua dentro de este rango de tensión.

B.2.2 Requerimientos para las Centrales Eólicas de Control de Potencia Reactiva – Tensión.

Se ha identificado que se requiere de una contribución para el balance de potencia reactiva de las Centrales Eólicas hacia el SIN. Las Centrales Eólicas a ser instaladas deben estar provistas con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión. El requerimiento de potencia reactiva para las Centrales Eólicas debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión; o sea que para una Central Eólica con una capacidad instalada total de 220 MVA, el requerimiento de potencia reactiva en el punto de conexión sería de $0.4 \times 220 = 88$ MVAR tanto en adelanto como en atraso.

B.2.3 Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva – Tensión.

Para que participe en el control de Tensión, cada uno de los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento debe tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos de la Central Eólica a solicitud del Centro Nacional de Despacho (CND). Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor.

B.3 COMPORTAMIENTO DURANTE FALLAS EN EL SIN.

B.3.1 Capacidad “Fault Ride Through” (FRT).

Para garantizar que los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento no se disparen durante e inmediatamente después de ocurrida una falla, se deben especificar las características LVRT (Low Voltaje Ride-Through) y HVRT (High Voltaje Ride-Through). Los límites de la característica se han derivado de diversas simulaciones de fallas asegurando que la tensión actual del sistema permanezca dentro de los límites de LVRT y HVRT de acuerdo a la Figura 5.1 para todos los tipos de fallas críticas y contingencias.

Para la Central Eólica planeada, la Figura 5.1 indica que no se permite la desconexión de cualquier Generador Eléctrico con Turbina de Viento siempre y

cuando la tensión en el punto de conexión de 230 kV se mantenga dentro de las líneas roja y azul.

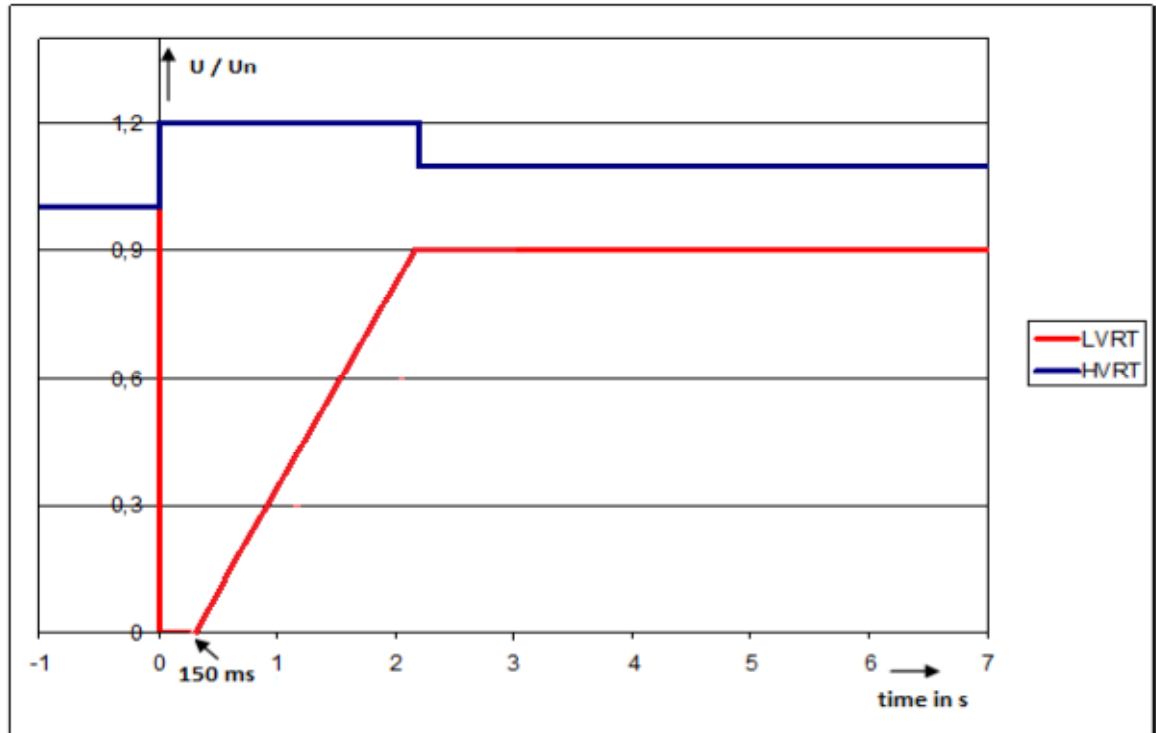


Figura 5.1: Requerimientos de LVRT y HVRT.

En lo que respecta al suministro de potencia activa a la red, se definen los siguientes requisitos:

- Se permite reducir la producción de potencia activa durante las fallas en la red.
- Las Centrales eólicas deben ser capaces de suministrar el 100% de la máxima potencia activa disponible a la red después del despeje de falla, con una rampa máxima de 1 segundo (de 0 a la potencia nominal).

La "máxima potencia activa disponible" se define como la cantidad de potencia activa que la Central Eólica puede suministrar a la red con tensión nominal y considerando las condiciones de velocidad del viento.

Se ha considerado un tiempo mínimo de 150 ms para especificar la característica LVRT (Low Voltaje Ride-Through), de acuerdo a la Figura 5.1. Este valor es suficiente para garantizar que la Central Eólica no se dispare ante la ocurrencia de fallas en el sistema de Panamá, mientras que al mismo tiempo se encuentra por

encima del tiempo de despeje de falla de diseño de 100 ms. Este valor es también un ajuste estándar para muchos generadores eólicos comerciales.

Ambos tiempo de despeje de falla y tiempo de recuperación de tensión de la característica LVRT (Figura 5.1) se basan en los tiempos de despeje de falla y las excursiones permisibles especificada para el sistema de Panamá.

B.3.2 Soporte de Corriente Reactiva durante Fallas en la Red

Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento modernos, es un requisito estándar el que deben ser capaces de proporcionar una alta corriente reactiva (“Corrientes de Corto Circuito”) durante fallas en la red de tal manera de soportar la tensión. En muchos casos, tal soporte de corriente reactiva ayuda a las turbinas mismas para permanecer conectadas durante las fallas (LVRT) debido a que en estos casos la tensión en el lado de baja tensión de la turbina es elevada considerablemente.

La corriente de falla reactiva se calcula (de acuerdo con las normas europeas) en función de la desviación de tensión (Figura 5.2, $K = 2$). La corriente indicada en la Figura 5.2 representa un incremento de corriente que tiene que ser añadida a la corriente de pre-falla.

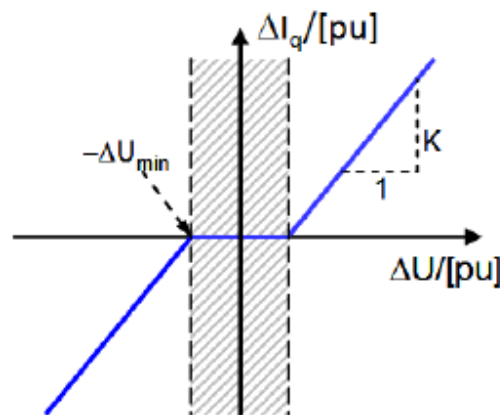


Figura 5.2: Cálculo de la Corriente reactiva de Falla.