

**A la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**

**Referencia: Consulta pública al “paquete normativo para la implementación de los reglamentos europeos que aprobaron los códigos de red de conexión, así como la gestión de la red de transporte de electricidad (IPN-CNMC-017-19)”**

**D. Juan Virgilio Márquez López**, mayor de edad, con D.N.I. nº 00839230Y, en su condición de Director General de **ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA** (en adelante, “**AEE**”), con N.I.F. G-83488163 y domicilio social a efectos de notificaciones en la C/Sor Ángela de la Cruz, 2 Planta 14 D, 28020 Madrid, constituida en base a la Ley Orgánica 1/2002 de 22 de marzo e inscrita en el Registro Nacional de Asociaciones Grupo 1 Sección 1 Número Nacional 170581, ante esa Comisión comparezco y, como mejor proceda,

**EXPONGO**

Que, en fecha 22 de abril, la CNMC remitió al Consejo Consultivo de la Electricidad la consulta pública al “*paquete normativo para la implementación de los reglamentos europeos que aprobaron los códigos de red de conexión, así como la gestión de la red de transporte de electricidad (IPN-CNMC-017-19)*” para presentación de alegaciones a la misma.

- I.** Que en la comunicación al Consejo Consultivo de la Electricidad se menciona que se otorga de plazo diez días a contar desde el día siguiente hábil a la recepción de la documentación, para formular las observaciones que se consideren oportunas.
  
- II.** Que, mediante este escrito AEE viene a formular en plazo las observaciones oportunas sobre la mencionada propuesta.

## **ALEGACIONES IMPLEMENTACIÓN CODIGOS DE RED**

Se presentan a continuación las propuestas de alegaciones para los siguientes códigos de red que forman parte del Paquete Normativo en información pública:

- **Propuesta de Real Decreto** por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los **códigos de red europeos de conexión**.
- **Propuesta de Orden** por la que se establecen los **requisitos técnicos para la conexión** a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- **Propuesta de Orden** para la implementación del **artículo 40.5 de la directriz sobre la gestión de la red de transporte** de electricidad.

Las diferentes disposiciones de la normativa española arriba mencionados complementan los requisitos no exhaustivos de los códigos de red europeos:

- **Reglamento (UE) 2016/631** sobre los requisitos de conexión de generadores a la red.
- **Reglamento (UE) 2016/1388** código de red en materia de conexión de la demanda, incluidas las que aporten servicios de ajuste, y redes de distribución, incluidas las redes cerradas.
- **Reglamento (UE) 2016/1447**, requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Las alegaciones que se presentan a continuación se concentran en el primer reglamento (Reglamento (UE)2016/631 y analizan los aspectos técnicos que a juicio de esta Asociación, no quedaron totalmente resueltos en el grupo de trabajo GTGEN, coordinado por REE.

## **A) ALEGACIONES GENERALES**

### A-1- Armonización y consolidación reglamentaria

En general se **considera positiva la publicación de los códigos de red mediante Orden Ministerial, independiente de los Procedimientos de Operación**, los cuales deben circunscribirse a la operación misma del sistema y no a los requisitos de conexión.

Por otro lado, la existencia de códigos de red **extiende su aplicación a las Redes de Distribución** que hasta la fecha han operado con un elevado nivel de autonomía y con poca uniformidad en cuanto a los requisitos técnicos exigibles.

En cualquier caso y mientras este nuevo escenario regulatorio se consolida, va a ser necesario **el seguimiento por parte de la CNMC** para aclarar conflictos y evitar duplicidades regulatorias.

### A-2- Iniciativas de Hibridación

La creciente instalación de **sistemas híbridos** multitecnología, previsiblemente creciente en un futuro, tanto en combinación de instalaciones existentes como de nuevas, haría necesario un tratamiento diferenciado de los mismos por lo que respecta a los criterios aplicables y a los requisitos exigibles, no contemplados inicialmente en el paquete normativo actualmente en información pública.

En cualquier caso, se propone que se tenga en consideración que los códigos de red que finalmente se terminen aprobando NO penalicen la adoptación de esquemas híbridos, tanto para instalaciones existentes como para nuevas, en base a las ventajas que suponen para la mejora de la eficiencia en la utilización de las redes, además del aporte de generación renovable con mejores patrones de estabilidad y firmeza que las diferentes tecnologías renovables por separado.



#### A-3- Periodo transitorio para la certificación de conformidad de los nuevos códigos de red.

Existen instalaciones de generación que están actualmente en curso de desarrollo o construcción, a las que les aplican los nuevos códigos de red, pero que no pueden iniciar el proceso de certificación al no estar aprobada la normativa técnica necesaria, ni existir entidades de certificación acreditadas para ello. Por este motivo, es necesario que en **el Real Decreto se habilite algún mecanismo transitorio, que permita a los propietarios de las instalaciones de generación obtener la notificación operacional y la inscripción definitiva en el RAIPEE, hasta que el proceso de certificación quede totalmente establecido.**

En este sentido, proponemos como posible solución la habilitación de un periodo transitorio de 24 meses durante el cual se otorgue la notificación operacional al promotor, permitiendo la inscripción en el RAIPEE de la instalación de generación, condicionada a que en dicho plazo se presenten las certificaciones necesarias y la documentación que acredite el cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631 mencionada en el Anexo I del Real Decreto. De esta forma las primeras instalaciones a conectar bajo la nueva normativa no se verían penalizadas por el plazo variable e incierto del proceso de certificación.

#### A-4- Necesidad de seguimiento y recogida de datos

En paralelo a la implantación de los códigos de red, se considera necesario establecer un **programa de medición y recogida de datos que permita evaluar la conveniencia de los nuevos requisitos técnicos y las implicaciones para las instalaciones ya en operación.**

#### A-5- Implementación de nuevas funcionalidades y requisitos voluntarios

Algunos **requerimientos aportan nuevas funcionalidades al sistema**, pero implican restricciones en la operación de los parques o la instalación de equipos adicionales. En las diferentes disposiciones en información pública se **deberá especificar claramente el**

**carácter voluntario de estos requisitos.** Asimismo, la implementación de estas nuevas capacidades debería articularse a través de nuevos mercados de servicios complementarios, en los que se definen los mecanismos de remuneración para incentivar su participación y compensar las restricciones a la operación de los parques. Algunas de estas funcionalidades son:

- Regulación de potencia reactiva a potencias bajas ( $P < 10\%Pn$ ).
- Reserva de potencia a subir, en el modo de regulación potencia/frecuencia.
- Emulación de inercia.
- Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.
- Funcionamiento en isla/arranque de cero.

A-6- Aplicación de los requisitos a instalaciones individuales que comparten infraestructura de interconexión. Nudos Compartidos.

Uno de los puntos más importantes y que mayor incidencia poseen sobre el diseño de las plantas de generación, es la **correcta definición del punto de aplicación de los requisitos de esta Orden Ministerial**. En España, a diferencia de otros países de nuestro entorno, tenemos **nudos con puntos de conexión compartidos**, en los que pueden existir:

- Multitud de instalaciones de generación conectados al mismo punto de conexión.
- Instalación intermedia de evacuación/conexión entre los parques de generación y el punto común de conexión (PCC), compuesta por varios transformadores y líneas, propiedad de varios agentes.
- Parques eólicos y plantas fotovoltaicas existentes, que cumplen con el antiguo PO 12.3, y nuevas instalaciones que deberán cumplir con los nuevos códigos de red de conexión objeto de este paquete normativo, lo que conlleva exigencias de reactiva diferentes.
- Parques con diferentes tecnologías y tipos de máquinas.

El Reglamento (UE) 631/2016 establece ciertos requisitos a nivel de punto de conexión con la red de transporte o distribución, lo que para la mayoría de países de Europa implica que su cumplimiento se realice directamente en bornes de los módulos de generación, al

no existir topologías de conexión tan complejas. Es decir, el espíritu del propio Reglamento (UE) 631/2016, establece que estos requisitos se cumplan en el lado de alta tensión del transformador del módulo de generación, o en el lado de baja del transformador de subestación cuando éste sea común a varias instalaciones.

Sin embargo, **en el caso español las definiciones de Módulo de Parque Eléctrico (MPE) del Reglamento (UE)2016/631 no encajan con la compleja topología de nudos compartidos de nuestro país**, ya que aguas abajo del punto de conexión único a la red de transporte o distribución, no existe un único MPE, sino multitud de parques eólicos, parques fotovoltaicos, líneas aéreas o subterráneas, transformadores, etc, de diferentes propietarios tal y como se ha mencionado.

En consecuencia, establecer, por ejemplo, **las capacidades de reactiva en el punto de conexión a la red de transporte o distribución, entraña una enorme complejidad** para su implementación. El cumplimiento por parte del MGE no debe depender de la estructura de conexión ajena al productor, ya que esto supondría una discriminación en contra del Reglamento (UE) 631/2016, al imponer importantes inversiones adicionales.

Por estos motivos, consideramos que en la práctica estos requisitos deben implementarse en el punto de medida de cada parque, tal como se ha venido haciendo hasta ahora en España con resultados positivos. Para ello proponemos que en la OM se defina explícitamente el punto de aplicación, incluyendo la siguiente aclaración:

*“en línea con el espíritu del Reglamento (UE)2016/631, el cumplimiento efectivo de los requisitos de capacidad de reactiva y de los modos de regulación potencia/frecuencia se establecerá en bornes del módulo de generación eléctrica (MGE), es decir, en el lado de alta tensión del transformador del módulo de generación, o en el lado de baja del transformador de subestación cuando éste sea compartido por varias instalaciones”.*

Para ilustrar mejor la problemática de la implementación de estos requisitos en nudos compartidos, se adjunta como anexo el documento **“AEE - Anexo alegaciones - Reactiva en nudos compartidos”**.

## **B) ALEGACIONES A LA PROPUESTA DE REAL DECRETO**

### **Artículo 3, apartado 3, Pág. 6/45.**

En cuanto a lo indicado en el siguiente párrafo:

*“La potencia con la que se tramitarán los procedimientos de acceso y conexión será la potencia instalada conforme al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que deberá coincidir con la que figure en la autorización administrativa y a su vez con la potencia con la que finalmente se realice la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.”*

se considera necesario introducir alguna flexibilidad para impedir que los cambios de modelo de aerogenerador durante el desarrollo de los proyectos, se traduzca en la pérdida de derechos de acceso y conexión. Es habitual que la evolución tecnológica que se produce durante el plazo de desarrollo de un proyecto, de lugar a la sustitución del modelo inicial de aerogenerador, normalmente por otro más moderno de potencia más elevada. Este hecho imposibilita que la potencia instalada que figura en la autorización administrativa y en la inscripción en el RAIPEE, coincida exactamente con la potencia otorgada en la tramitación del procedimiento de acceso y conexión.

Para ello se propone sustituir el término “potencia instalada” conforme al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio” por “la capacidad máxima de evacuación”, de forma que la potencia de referencia para la tramitación del acceso y conexión, la autorización administrativa y la inscripción en el RAIPEE sea dicha capacidad máxima de evacuación, la cual no podrá superarse nunca independientemente de la potencia instalada.

### **Artículo 5: Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones existentes**

La modificación sustancial que se menciona en el apartado 1 se debe limitar a lo expuesto en el apartado 5 para evitar criterios discretionarios por parte del gestor de red correspondiente.

Por otro lado, para permitir un mejor aprovechamiento de la capacidad de red existente y ganar eficiencia, se propone sustituir el término de “potencia instalada” del apartado 5 por “capacidad máxima de evacuación”, de manera que en los casos en los que la potencia añadida cambie dentro de los límites establecidos no se considere una modificación sustancial, pero siempre teniendo en consideración que la potencia de referencia sobre la que medir dicha potencia añadida será la capacidad máxima de evacuación que dicha conexión permita.

#### **Artículo 6. Evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad.**

En España es frecuente que varios parques eólicos de diferentes promotores comparten infraestructuras de conexión (líneas de evacuación e incluso subestación), con el objetivo de evitar duplicidades y reducir el impacto ambiental de las mismas. Esto debería ser independiente de que las instalaciones pertenezcan al mismo o diferente propietario, y de que se hayan llevado a cabo conjuntamente, o hayan sido puesto en servicio en diferentes etapas. Por este motivo, no es aconsejable que aparezcan nuevas disposiciones legales como los apartados 2 y 3, que puedan obligar a separar instalaciones y acabar condicionando el diseño de las mismas de forma que se acaben aumentando el impacto medioambiental y/o el coste de los proyectos sólo para evitar la aplicabilidad de requisitos más exigentes para instalaciones de mayor tamaño.

#### **Artículo 7. Aspectos generales relativos a la notificación operacional.**

En lo relativo al siguiente párrafo:

*“En el caso de instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas en una posición para la que, de conformidad con lo establecido en la normativa en vigor, en la que existe interlocutor único de nudo, la solicitud de energización de la instalación de enlace será presentada por dicho interlocutor, quien además llevará a cabo la coordinación de las solicitudes de notificación operacional que le afecten.”*

Como ya se indicó desde esta Asociación en las alegaciones al proyecto de Real Decreto para regular el acceso y conexión a las redes de transporte y de distribución de energía eléctrica, presentadas el 2 de julio de 2018, consideramos que la figura del Interlocutor Único de Nudo genera conflicto entre promotores, los cuales compiten entre sí por la potencia disponible en un nudo. Esta figura implica además que los agentes generadores deban realizar funciones no retribuidas que por su naturaleza corresponden al gestor de red, escasamente reguladas y sin apenas supervisión, pudiendo incurrir en conflicto de intereses. Reiteramos **por tanto la necesidad de eliminar la figura del Interlocutor Único de Nudo y que sus funciones sean asumidas por los Gestores de Red.**

**Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 413/2014:**

En lo relativo a la modificación del párrafo primero del punto i) del apartado e) del artículo 7 del Real Decreto 413/2014, que queda redactado como sigue:

*“[...] No obstante lo anterior, las instalaciones incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, ajustarán su control del factor de potencia a las capacidades técnicas exigidas en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento”*

El Anexo III del RD 413/2014 establece una penalización por incumplir el rango de factor de potencia establecido de 0,261 c€/kWh (2,61 €/MWh).

Es importante distinguir entre la capacidad de un módulo de generación para modificar la generación/consumo de reactiva en función de la tensión del nudo de conexión y de las consignas recibidas, y la forma de implementar dicha capacidad. Para esto último, se debe indicar **por parte de los gestores de red cómo se va a llevar a cabo el control de tensión, establecer la forma de verificar su cumplimiento y la retribución asociada.**

De lo contrario, si sólo se establece una penalización, podría existir una discriminación de la generación sujeta al RD 413/2014 frente a la generación sujeta a la aplicación del procedimiento de control de tensión de la red de transporte regulado por el Procedimiento de Operación 7.4.

En lo relativo a la modificación de la redacción del apartado 9 del Anexo XV del RD 413/2014, mediante la inclusión del siguiente texto al final:

*“No obstante, lo anterior no será de aplicación para las instalaciones de generación incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631 para las que será de aplicación lo establecido en dicho reglamento, así como en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.”*

Entendemos que esto **implica que el criterio de limitar la potencia conectada a red al 5% de la Sec del nudo aplique sólo a la generación** ya conectada antes de la publicación de este RD. El hecho de que la nueva generación quede exenta de aplicar este criterio provocará un aumento del parámetro SCR en los nudos en los que se conecte, lo que supondrá a su vez una afección importante a la generación existente que no tenga capacidad de operar con estos valores. Por lo tanto, en el RD debe aclararse que la exención sólo aplicará a aquellos nudos de la red donde no haya generación existente conectada.

#### **Anexo I. Información necesaria para solicitar la notificación operacional de instalaciones de generación conectadas a la red de transporte**

Existen instalaciones de generación que están actualmente en curso de desarrollo o construcción, a las que les aplican los nuevos códigos de red, pero que no pueden iniciar el proceso de certificación al no estar aprobada la normativa técnica necesaria, ni existir entidades de certificación acreditadas para ello. El proceso de certificación de nuevas instalaciones de generación conforme al Reglamento (UE) 2016/631, necesario para obtener la notificación operacional definitiva e inscripción definitiva en el RAIPEE, implica los siguientes pasos correlativos:

- Aprobación del nuevo código de red, conforme al presente paquete normativo sujeto a consulta pública.

- Aprobación de la Norma Técnica de Supervisión (NTS), que deberá definir los procedimientos de evaluación de la conformidad de los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631.
- Acreditación de los laboratorios y empresas certificadoras de acuerdo a dicha NTS, proceso cuya duración ENAC estima al menos en 6 meses.
- Realización de las pruebas y simulaciones requeridos por la NTS, de las unidades de generación de electricidad, módulos de generación de electricidad y de sus componentes adicionales.
- Obtención de las certificaciones.

Es necesario señalar que las instalaciones de generación procedentes de las subastas de 2017, deben obtener su inscripción definitiva en el RAIPEE antes del 31 de diciembre de 2019 para no incurrir en penalizaciones. Este plazo resulta imposible de cumplir en el escenario actual, principalmente por los retrasos en la aprobación de los códigos de red, que debería haberse producido antes del 17 de noviembre de 2018.

El resto de instalaciones de generación que actualmente están en curso de desarrollo, tampoco deberían ver afectada su puesta en servicio por el hecho de no poder presentar los certificados de cumplimiento de los códigos de red. Por último, el riesgo de retrasos en la conexión a la red, por no poder acreditar el cumplimiento de los códigos de red, hace que se dificulte y encarezca la financiación de proyectos renovables.

Por todo ello, como ya se ha expuesto en las alegaciones generales, consideramos que en este **Real Decreto debe habilitarse un periodo transitorio que permita a los propietarios de las instalaciones de generación obtener una notificación operacional y la inscripción definitiva en el RAIPEE, hasta que el proceso de certificación quede totalmente establecido.** En este sentido, proponemos como posible solución la habilitación de un periodo transitorio de 24 meses durante el cual se otorgue la notificación operacional al promotor, permitiendo la inscripción en el RAIPEE de la instalación de generación, condicionada a que en dicho plazo se presenten las certificaciones necesarias y la documentación que acredite el cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631 mencionada en el Anexo I del Real Decreto. De esta forma

las primeras instalaciones a conectar bajo la nueva normativa no se verían penalizadas por el plazo variable e incierto del proceso de certificación.

Estos 24 meses no deberían empezar a contar hasta el momento en el que se encuentre aprobado el presente paquete normativo y la NTS, así como en el que ENAC haya reconocido por lo menos a un Laboratorio con capacidad para implementarla.

**C) ALEGACIONES A LA PROPUESTA DE ORDEN PARA LA  
IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED (ANEXO I):**

**Introducción**

En la introducción, párrafo cuarto, se da la potestad al OS para modificar los parámetros del sistema de control del MPE. Aunque dichas modificaciones se planteen dentro de los rangos establecidos en la orden, se considera **necesario que estén técnicamente justificadas en base a valores medidos de las principales variables de la Operación del Sistema**, tal y como se ha mencionado en las alegaciones generales.

**Apartado 1.3:**

La propuesta de esta Asociación es establecer un “**tiempo de respuesta de 10 segundos para una variación de la potencia activa de 10% de la potencia máxima**, y para escalones mayores de ajuste, aplicando el mismo gradiente hasta alcanzar el nivel de corrección requerido (tanto en MRPFL y MRPF)”. En concreto se proponen los siguientes valores:

- $T_a=2s$
- $T_r=10s$  (10% de  $P_{max}$ )
- $T_e=20s$

**Apartado 1.8:**

Respecto al intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima ( $\Delta P_1/P_{max}$ ) del requisito de regulación potencia-frecuencia, **en el apartado 1.8 se establece como parámetro por defecto, un  $\Delta P_1/P_{max}$  igual al 8%**. Entendemos que se trata únicamente de una capacidad, en línea con los objetivos del código de red de definir las capacidades de las instalaciones de generación para su conexión.

Sin embargo, es importante resaltar **que la puesta en práctica de esta capacidad para el modo de regulación potencia frecuencia (MRPF), obligaría a los módulos de parque eléctrico a implementar una reserva de potencia a subir**, lo que implicaría

vertidos del recurso primario disponible o la instalación de sistemas adicionales de almacenamiento. Ambas soluciones tendrían un impacto económico en las instalaciones, por lo que la implementación práctica de esta capacidad debe ir ligada al establecimiento de un mercado que lo regule. Mientras no exista este mercado:

- no se debería exigir el uso de esta capacidad, por lo menos para reservas de potencia a subir,
- se debería reducir el intervalo máximo de potencia  $\Delta P_1/P_{max}$  del 8% a un valor inferior  $\Delta P_1/P_{max}$  igual al 1,5%, ya que el reglamento (EU) 2016/631 lo permite.

Desde esta **Asociación** se solicita que en este apartado se incluya la siguiente aclaración: “*la solicitud por parte del operador del sistema, de reserva de potencia a subir a los módulos de parques eléctricos, deberá ser limitada en el tiempo y utilizada de forma ocasional con intervalo máximo de potencia  $\Delta P_1/P_{max}$  del 1,5%, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento de Operación 7.1.*”

En el caso de que la ocurrencia/frecuencia de esta capacidad sea más elevada, se deberá establecer un mecanismo de retribución económica que lo regule.

#### **Apartado 2.3.1.1. Inyección rápida de corriente**

Los generadores eólicos de tecnología de generador doblemente alimentado representan una parte significativa de la flota instalada en la red eléctrica española hasta el momento, con una tecnología de control madura y un comportamiento robusto ante eventos en la red. La respuesta ante eventos de tensión de los generadores doblemente alimentados responde en parte a una respuesta natural no controlable del estator de la máquina.

Estas particularidades de la tecnología doblemente alimentada, conocida y no desfavorable para la gestión de la red eléctrica, se hallan recogidas también en normativas de referencia en el ámbito internacional, como por ejemplo en el estándar DS EN 50549-2 2019. También en el contenido de la propuesta de orden ministerial, según se entiende del punto 2.3.1.1 de la misma (Apartado b de la pg 30 de la propuesta):

*“En el caso de los módulos de parque eléctrico eólicos con tecnología de generación doblemente alimentada, la respuesta será la natural de la tecnología.”*

Sin embargo, **para no dejar dudas sobre a qué partes del apartado 2.3.1.1 hace referencia esta precisión, se propone complementar con el siguiente desarrollo:**

“En referencia a:

- Inyección de corriente de secuencia inversa.
- Magnitud y constantes de tiempo de los impulsos iniciales de corriente reactiva.”

Esta precisión **también debería hacerse, de manera análoga, en el punto 2.3.1.2 de la propuesta de OM.**

Por otro lado, en la **pg 28/88 de la propuesta de OM** se establece en el apartado d), que el control de la inyección/absorción rápida de corriente durante el régimen perturbado:

*“permanecerá activo hasta que se cumplan **simultáneamente** las condiciones siguientes:”*

Este capítulo de Inyección rápida de corriente en España se ha basado en la normativa alemana VDE 4120 existente. Sin embargo, en esta OM se ha introducido un cambio en la condición de salida del control, que cambia totalmente el concepto de la VDE, creando a los fabricantes bastantes dudas sobre su implementación y un coste adicional de certificación. Con el concepto de la VDE 4120 aplicado en este capítulo, se uniformiza tanto el texto del código de red como el nuevo proceso de certificación. Es por ello que solicitamos la modificación a la siguiente redacción:

*“Permanecerá activo hasta que se cumpla **una** de las condiciones siguientes:”*

**Este cambio es aplicable también a la misma redacción contenida en el apartado 2.3.1.2.**

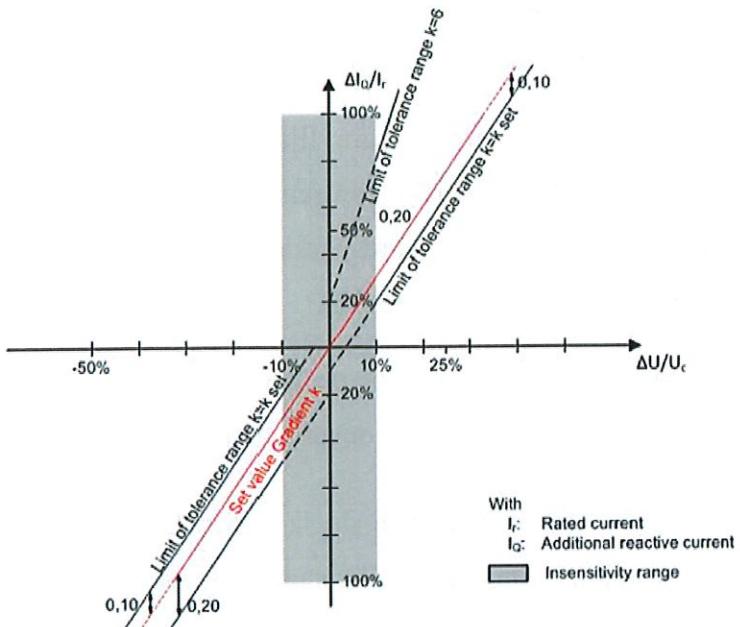
Margen de precisión en el control de inyección rápida de corriente:

En los apartados 2.3.1.1 y 2.3.1.2 de la propuesta, se define un requisito de precisión de +/-5% en el control de inyección rápida de corriente de soporte a eventos de tensión para los módulos de parque eléctrico (apartado c) de la pg31 de la propuesta:

*"El tiempo de establecimiento (te) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que la respuesta permanece en la banda ±5 % en torno a la respuesta requerida deberá ser como máximo de 60 ms."*

Esta banda de ±5% para el tiempo de establecimiento post-falta es más ajustada que la habitual para este tipo de requisitos (por ejemplo, +20%/-10% en las normas alemanas). En aerogeneradores, el control del convertidor de potencia comanda un cierto punto de ajuste de potencia durante las faltas que, dependiendo de la dinámica exigida para rastrear este punto de ajuste, el ±5% puede volverse inalcanzable. Es decir, **no es viable alcanzar este requisito de precisión en condiciones perturbadas del sistema eléctrico.**

En normativa internacional de referencia, como por ejemplo la norma VDE alemana o el estándar DS EN 50549-2 2019, se establece una tolerancia mucho mayor para el establecimiento del control de corriente rápida ante este tipo de eventos, como se refleja en la figura mostrada a continuación, extraída del estándar citado:



**Figure 18 — Accuracy requirement for additional reactive current in positive and negative sequence**

Como se puede observar, la tolerancia exigida con respecto de la característica de control definida es de  $-10/+20\%$  para la absorción de corriente reactiva, o de  $-10\%$  hasta una inyección máxima de  $k=6$  para la inyección de corriente reactiva.

Desde esta Asociación **consideramos necesario modificar los niveles de tolerancia exigidos en la propuesta de OM, para alinearlos con los niveles de referencia internacional del  $+20\%/-10\%$ .**

### Apartado 2.3.2. Capacidad de potencia reactiva:

En línea con los comentarios realizados en el apartado de alegaciones generales, acerca de la implementación de determinados requisitos en *nudos con puntos de conexión compartidos*, las instalaciones de generación (MPE) en nudos compartidos únicamente pueden garantizar una capacidad de potencia reactiva, de control de tensión o de factor de potencia en su propio punto de medida individual, no en el punto compartido de conexión.

Es muy importante aclarar esta noción de “nudo compartido” en los requisitos del nuevo código de red ya que puede representar:

- una imposibilidad técnica para fijar las consignas deseadas, tanto para las instalaciones de generación presentes en el nudo (diferentes tecnologías de generación, con tiempos de respuesta muy diversos), como para el gestor de red del nudo compartido de conexión.
- unas casuísticas muy diversas de interpretación de los requisitos que no están reflejadas o aclaradas en la propuesta actual del nuevo código de red.

Para ilustrar mejor la problemática de la capacidad de potencia reactiva en nudos compartidos, se adjunta como anexo el documento **“AEE - Anexo alegaciones - Reactiva en nudos compartidos”**.

Por todo ello, esta Asociación considera necesario incluir en este apartado la siguiente aclaración, que permitiría resolver los problemas de implementación:

*“En el caso de un punto de conexión compartido por varias instalaciones de producción que comparten toda una instalación común de evacuación hasta el punto de conexión, el requisito de capacidad de suministro de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico de tipo D se aplicará como máximo en el punto de medida individual de potencia activa y reactiva de cada instalación de producción”.*

En todo caso, la exigencia de instalar multitud de baterías de condensadores y reactancias de pequeña potencia en cada módulo de parque eléctrico (zonas alejadas del consumo), además de suponer un encarecimiento innecesario del parque de generación, resulta antieconómica para el sistema y contradice la lógica del análisis coste-beneficio. Sería más razonable, en aras de la eficiencia económica del sistema, que la inversión para la compensación de reactiva esté orientada a la instalación de grandes equipos (condensadores o reactancias) en aquellos puntos de la red donde realmente sean necesarios (cerca de la demanda) y que se realice directamente por el operador del sistema.

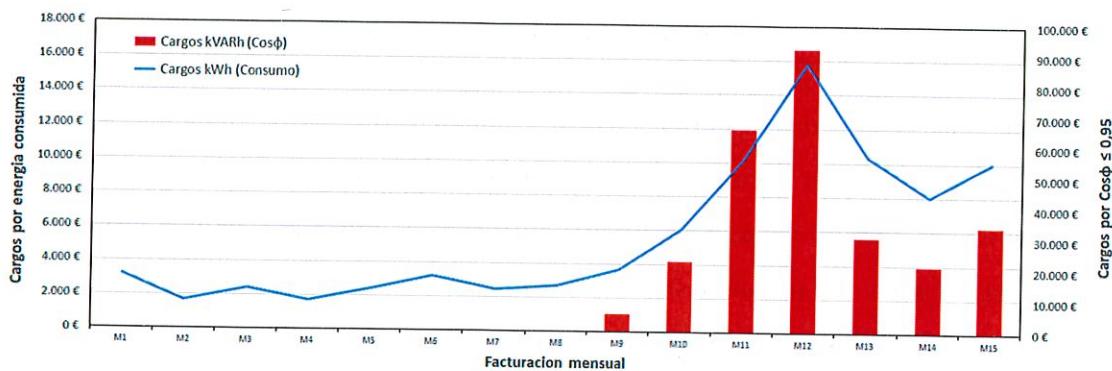
### Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima ( $P < P_{max}$ y a $P=0$ )

Respecto a la capacidad de aportar y regular potencia reactiva en condiciones de no generación, es decir sin viento en el caso de eólica, o por la noche en el caso de fotovoltaica, **la OM deberá especificar claramente que esta capacidad deberá demostrarse, pero no se solicitará su utilización hasta que no se desarrollen los cambios regulatorios que lo hagan económicamente factible (ej. Orden ITC 1723/2009).**

Activar un control dinámico de potencia reactiva en los Módulos de Parque Eléctrico a bajas potencias “ $P < 0.2 P_{max}$ ”, implicará unos extracostes importantes para los MPE por la necesidad de instalación de equipos adicionales tipo Statcoms o Facts.

Además, el control de reactiva a  $P=0$  (en ausencia de viento), implica que los aerogeneradores deben consumir potencia de la red para hacer funcionar sus convertidores, y poder generar así la reactiva necesaria. Esto supone un incremento muy elevado de los consumos eléctricos internos, así como unas penalizaciones muy elevadas debido a las condiciones de los contratos de suministro y de las reglas tarifarias actualmente en vigor, que aplican al suministro eléctrico de los servicios auxiliares de un MGE en condiciones de no generación.

En el GTGen se presentó una experiencia operativa en España de la implementación y uso de esta capacidad en un MPE existente. La gráfica siguiente muestra como los cargos por energía consumida por el MGE sin generar se disparan tras comenzar el uso de esta capacidad a finales del mes M9, pasando de un máximo de 3.200€ antes de su uso, a un máximo de 15.700€ en el mes más desfavorable (de muy poco viento). Y las penalizaciones por consumir energía con un  $\text{Cos}\phi \leq 0,95$  pasaron de ser prácticamente nulas, a superar 90.000€ en el mes más desfavorable.



Por otra parte, debe tenerse en cuenta que los MGE síncronos no realizan regulación de tensión ni ningún tipo de aportación de potencia reactiva cuando no generan. Por lo tanto, es discriminatorio requerir de forma obligatoria esta capacidad a los MGE eólicos y fotovoltaicos, cuando suponen importantes extra costes operativos a sus propietarios.

Por todo ello, en AEE consideramos necesario desarrollar e implementar un mercado para la regulación dinámica de reactiva/tensión a potencias inferiores a 10%Pn, como un nuevo servicio de ajuste del sistema. La remuneración de dicho servicio daría viabilidad económica permitiendo al propietario del MPE recuperar los extra-costes operativos asociados. En consecuencia, **se deberá incluir en la OM una aclaración de que esta capacidad no será exigible a los MPE hasta que exista un merado que lo regule.**

### Apartado 3.3.1. Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta

En cuanto a la exigencia de “*alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 1 segundo una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu y el 100% de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales*”, se considera que se trata de valores demasiado exigentes.

Según nuestra experiencia, **exigir una subida a una potencia tan elevada en tiempos tan cortos, provocará una oscilación de potencia que va en contra de la estabilidad del sistema y de la integridad de las máquinas**. Proponemos la siguiente redacción alternativa:

*“alcanzar el 85 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 1 segundo una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu y el 90% de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales”*

#### **Apartados varios: Bloqueo de la electrónica de potencia**

En diferentes apartados de la propuesta (2.3.6; 3.1.3; 3.3.3), se hace referencia a la posibilidad por parte de los generadores de bloquear la electrónica de potencia como estrategia de control o de protección ante eventos extremos en la red:

*“(...) el módulo de parque eléctrico tendrá la capacidad técnica de aplicar el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar de manera que no se inyecte corriente aparente (...)”*

La descripción de la maniobra de bloqueo como un estado de control de la unidad en el cual no se inyectará corriente aparente es incorrecto, porque cuando se realiza el bloqueo, cesa la conmutación activa de interruptores semiconductores que regulan la corriente intercambiada entre el generador y la red, pero se mantiene transitoriamente un flujo de corriente natural y no-controlado en esa interfaz por vía de dispositivos de seguridad, como son los diodos en antiparalelo a los interruptores semiconductores, o como puede ser la aplicación de crowbars o estrategias de control similares en un generador, para mitigar dinámicas demasiado abruptas y proteger generador y red. Por tanto, **cuando se haga referencia a la posibilidad de bloqueo de los generadores ante determinadas condiciones, se propone expresar de la siguiente manera, más ajustada a la realidad:**

*“(...) el módulo de parque eléctrico tendrá la capacidad técnica de aplicar el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar de manera que se cese el control activo de la inyección o absorción activa de corriente aparente (...)”*

#### **Otras alegaciones:**

Aunque es complementario a esta Orden se considera que la Disposición Final Primera, establece un valor de disponibilidad excesivamente alto para la eólica frente a otras tecnologías y habría que incluirlo en el apartado de instalaciones con una potencia inferior a 50 MW.

Y en atención a lo anterior,

**SOLICITO**

A la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que, teniendo por presentado este escrito, se sirva a admitirlo incorporándolo al expediente administrativo incoado a los efectos y, previos los trámites oportunos:

**Primero.-** Lo tenga en consideración en la elaboración del informe sobre la Consulta pública al “*Paquete normativo para la implementación de los reglamentos europeos que aprobaron los códigos de red de conexión, así como la gestión de la red de transporte de electricidad (IPN-CNMC-017-19)*”

En justicia, que reitero en Madrid, a 7 de mayo de 2019.



Juan Virgilio Márquez López  
Director General de la AEE

## ANEXO ALEGACIONES CÓDIGOS DE RED

### IMPLEMENTACIÓN DEL REQUISITO DE CAPACIDAD DE REACTIVA EN NUDOS COMPARTIDOS

#### 1. Antecedentes:

En la reunión extraordinaria del GTGen del 13 de septiembre de 2018, se acordó la necesidad de aclarar cómo se va a implementar en la práctica el requisito 5.2.3.2 de capacidad de potencia reactiva del PO 12.2, en aquellos nudos con punto de conexión compartido, en los que existe:

- varios parques conectados al mismo punto de conexión,
- toda una instalación intermedia de evacuación/conexión entre los parques de generación y el punto común de conexión (PCC), compuesta por varios transformadores y líneas, propiedad de varios agentes.
- Parques eólicos que cumplen con el antiguo PO 12.3 y parques eólicos que cumplen con el nuevo PO 12.2, lo que conlleva exigencias de reactiva diferentes.
- Parques con diferentes tecnologías y tipos de máquinas.
- No se dispone de acceso a los equipos de medida en el punto de conexión.

El caso de España es singular ya que en la mayoría de países de Europa, la aplicación de los códigos de red se realiza en el lado de alta del transformador del parque eólico, además de que no suelen darse este tipo de conexiones tan complejas.

En la actualidad, la compensación de reactiva se verifica en el punto de medida de cada parque, situado en el lado de alta del transformador del parque eólico, o en el lado de baja del transformador de subestación cuando éste es compartido por varias instalaciones.

#### 2. Nueva reglamentación

El Reglamento UE 631/2016 define Módulo de Parque Eléctrico – MPE (PPM en inglés) como una unidad o conjunto de unidades que generan electricidad [...] y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte o distribución.

(17) 'power park module' or 'PPM' means a unit or ensemble of units generating electricity, which is either non-synchronously connected to the network or connected through power electronics, and that also has a single connection point to a transmission system, distribution system including closed distribution system or HVDC system;

Esta definición no encaja en el caso de España, ya que como se muestra en el Anexo, aguas abajo del punto de conexión único a la red de transporte o distribución, no tenemos un único MPE, sino multitud de parques eólicos, parques fotovoltaicos, líneas aéreas o subterráneas, transformadores, etc. Esta situación acarrea los siguientes problemas:

- **Diseño de nuevos parques:** imposibilidad de determinar los equipos necesarios (y por lo tanto la inversión) para proporcionar la reactiva en el punto de conexión a la red de transporte o distribución, ante el desconocimiento de las instalaciones intermedias,

influencia de los MGES adyacentes que se conecten al mismo nudo, pérdidas del sistema, conexión de otros parques futuros aún sin definir, etc.

- **Verificación de la conformidad:** es muy difícil conocer si la reactiva inyectada en el punto de conexión corresponde al parque en estudio o a los adyacentes. Las pruebas y/o simulaciones en cada MGE pueden verse afectadas por la existencia o no de otros MGE conectados al nudo. Para la validación mediante simulaciones del cumplimiento de reactiva en el punto de conexión, resulta imposible realizar esas macro-simulaciones ante la ausencia de datos de todas las instalaciones implicadas.
- Complicación en la **operación** de la capacidad de reactiva de los parques eólicos en el punto de conexión a la red de transporte o distribución. Problemas a la hora de establecer un reparto entre instalaciones y posibles penalizaciones.
- **Incremento de costes** en las fases de diseño, verificación y validación.

En resumen, establecer las capacidades de reactiva en el punto de conexión a la red de transporte o distribución, entraña una enorme complejidad para su implementación. Consideramos que tiene más sentido solicitar las capacidades de reactiva en el lado de alta del transformador del parque eólico, en línea con el espíritu de la definición de PPM.

Asimismo, el Reglamento UE 631/2016 en su artículo 21.3.A indica que la capacidad de reactiva puede estar aplicada en un punto que no sea el punto de conexión a la red de transporte o distribución. En este caso se indica que el operador del sistema podrá (no es obligatorio) solicitar una reactiva suplementaria, como se puede ver en el extracto siguiente:

3. Type C power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:

- (a) with regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a power park module is neither located at the high-voltage terminals of the step-up transformer to the voltage level of the connection point nor at the convertor terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power demand of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the power park module or its convertor terminals, if no step-up transformer exists, and the connection point and shall be provided by the responsible owner of that line or cable.

Para el caso en el que la regulación de reactiva se realice aguas arriba del transformador del parque eólico, se debería calcular la reactiva suplementaria desde este transformador hasta el punto de conexión con la red de transporte. La aplicación práctica de este cálculo resulta inviable debido a que, en muchos casos, entre el transformador de salida del parque y el punto de conexión existe una topología de red muy diversa y compleja (ver Anexo) que invalida la posibilidad de calcular la potencia reactiva suplementaria.

El cumplimiento proporcional de la reactiva en el punto de conexión, comentado con REE en alguna ocasión, acarrearía los mismos problemas anteriores.

### 3. Propuesta AEE - Reactiva

En base a los criterios antes mencionados, creemos que la solución más práctica a llevar a cabo en los parques eólicos es la siguiente:

- La aplicación de la capacidad de reactiva para dar cumplimiento al Reglamento 631/2016, tanto para la regulación de tensión, reactiva, cos phi, se debería realizar en bornes del parque eólico, tal como se establece en el propio Reglamento. Además esto es lo que se ha venido haciendo hasta ahora con resultados positivos.
- Entendemos que el nuevo aporte de reactiva fijado en la propuesta de Orden Ministerial, tangente de 0,3 ( $\tan \phi = Q/P$ ), muy superior a lo exigido en el RD 413/2014, es más que suficiente para satisfacer las necesidades de reactiva del sistema, por lo que siendo opcional, consideramos que no se debería exigir a los parques eólicos una capacidad suplementaria de reactiva que conlleva un gasto muy importante, de difícil justificación. En cualquier caso, como se ha expuesto anteriormente, en muchos nudos resultaría imposible calcular el reparto individualizado de esta reactiva suplementaria.
- Si en algún caso puntual fuera necesario demandar esta capacidad suplementaria de reactiva, entendemos que atendiendo a criterios de eficiencia económica y análisis coste-beneficio, debería ser instalada y operada por el Operador del Sistema a nivel de punto de conexión y no a nivel de Módulo de Parque Eléctrico.

#### 4. Propuesta AEE – Potencia/Frecuencia

Para la regulación de P/f encontramos problemas equivalentes. Nuestra propuesta es que esta regulación se realice en el lado de alta del transformador del parque eólico.

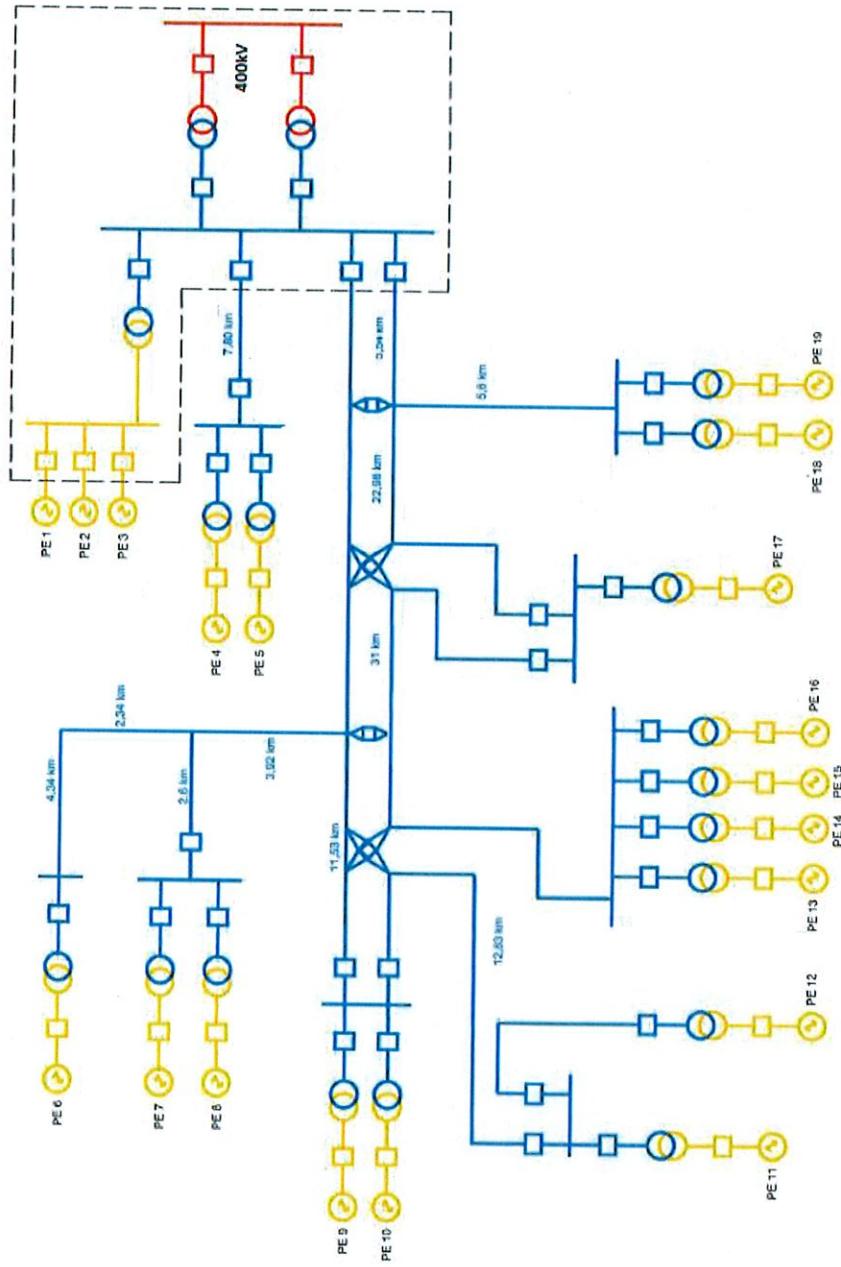


Figura 1. Conexión a 400 kV

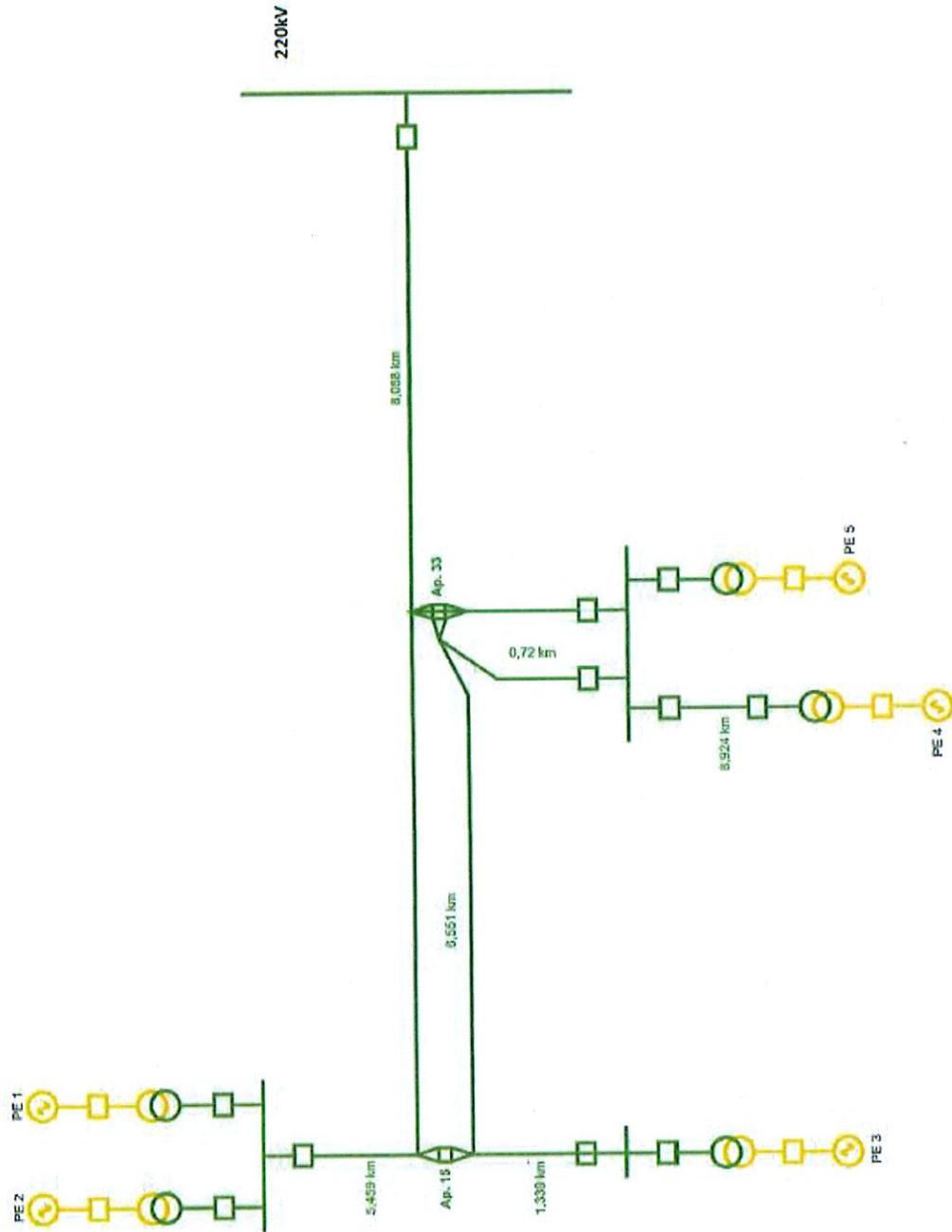


Figura 2. Conexión a 220 kV

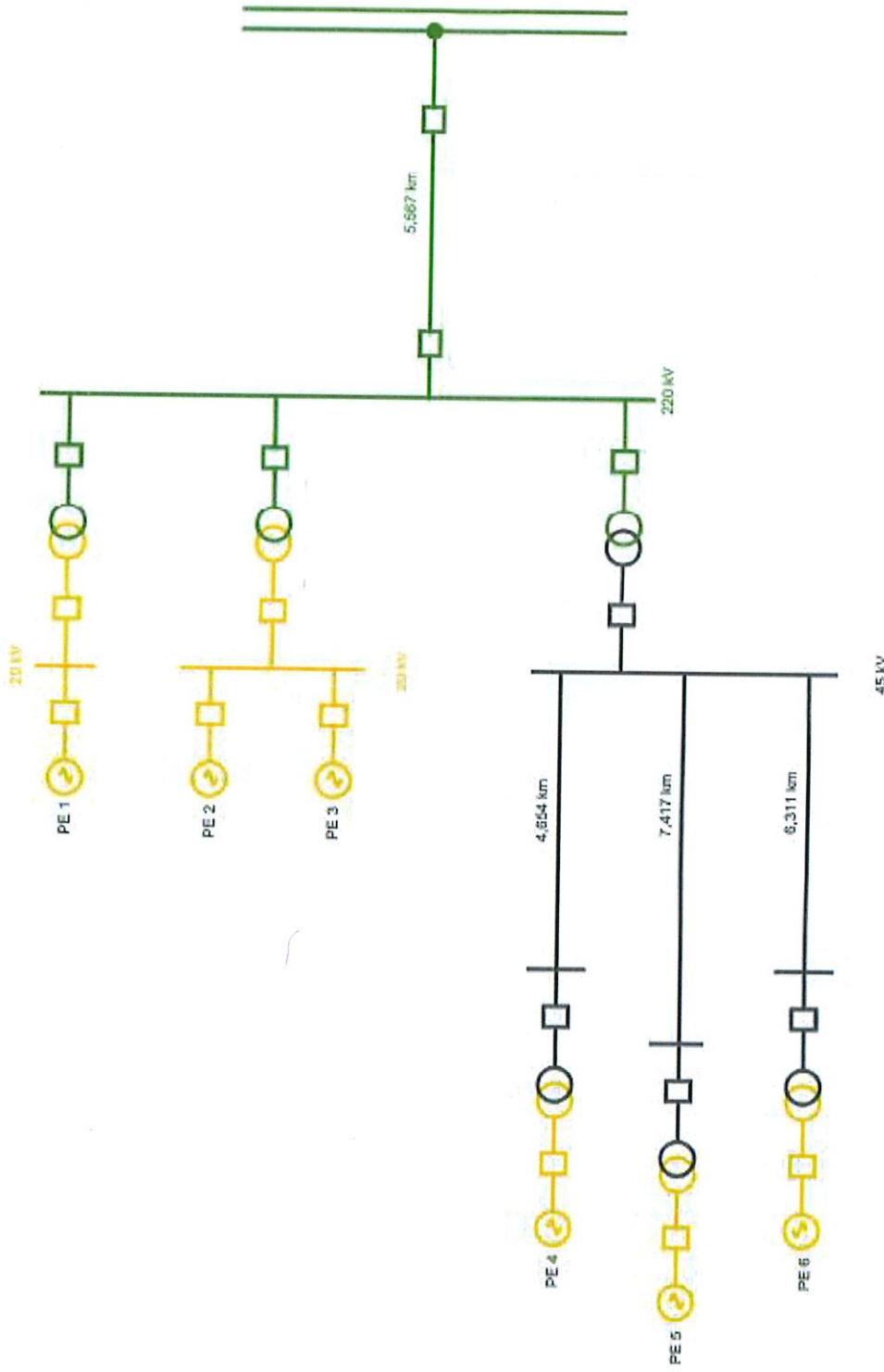


Figura 3. Conexión a 220 kV