

mismo en relación con los daños producidos por las heladas que afectaron a las Comunidades Autónomas cuyos ámbitos territoriales afectados serán delimitados por Orden del Ministro de Agricultura, Pesca y Alimentación, según establece el artículo 1.2 del Real Decreto-Ley 1/2005, de 4 de febrero. Conforme a lo establecido en el artículo 1.1 de dicho Real Decreto-Ley la acreditación debe indicar que tales daños han ocasionado un nivel de pérdidas de producción bruta, al menos, de un 20 por 100 de la producción normal en zonas desfavorecidas, y un 30 por 100 en las demás zonas, de conformidad con los criterios establecidos por la Unión Europea, y, de acuerdo con esto, cuando las pérdidas no alcancen el citado 30 por 100 pero sí sean superiores al 20 por 100, que la explotación se encuentra en zona desfavorecida.

En el supuesto de empresas, la certificación tendrá carácter individualizado para cada una de ellas.

Asimismo, junto con las solicitudes de la moratoria se presentarán, de no haberlo efectuado con anterioridad, los documentos de cotización correspondientes a los meses objeto de la moratoria, así como los relativos a los meses posteriores cuyo plazo de presentación de tales documentos hubiere ya vencido, aunque no se ingresen las cuotas respectivas, en su caso.

b) La concesión o denegación de la moratoria será acordada por el Director Provincial de la Tesorería General de la Seguridad Social o, en su caso, por el Director de la Administración correspondiente, conforme a la distribución de competencias establecida para la concesión de aplazamientos.

El plazo de un año de las moratorias concedidas se computará a partir del último día del mes de mayo de 2005.

c) Los solicitantes a los que se les haya concedido la moratoria vendrán obligados, no obstante la misma, a presentar los documentos de cotización correspondientes a períodos posteriores a dicha concesión, en la misma forma y plazos establecidos con carácter general, aun cuando no ingresen las cuotas. En su defecto, la moratoria quedará sin efecto desde la fecha en que debieron presentarse tales documentos.

2. Las solicitudes de devolución de las cuotas ya ingresadas y que sean objeto de moratoria, incluidos, en su caso, los recargos y costas que se hubieran satisfecho, podrán presentarse junto con la solicitud de concesión de la moratoria y, en todo caso, dentro del plazo establecido en el apartado 1.b) del artículo anterior, debiendo acompañarse a tal efecto los documentos acreditativos de su pago.

Si el que tuviere derecho a la devolución fuera deudor de la Seguridad Social por cuotas correspondientes a otros períodos, el crédito por la devolución será aplicado al pago de deudas pendientes con la misma en la forma que legalmente proceda, sin perjuicio del derecho de aquél a solicitar aplazamiento de todas las cuotas pendientes que, de este modo, no sean compensadas, en los términos del Reglamento General de Recaudación de la Seguridad Social, aprobado por el Real Decreto 1415/2004, de 11 de junio.

Disposición Adicional.

En las referencias hechas a los trabajadores en la presente Orden se entenderán incluidos también los socios trabajadores de las cooperativas encuadrados en cualquiera de los Regímenes del Sistema de Seguridad Social.

Disposición Final.

La presente Orden entrará en vigor el día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 5 de abril de 2005.

CALDERA SÁNCHEZ-CAPITÁN

Sr. Secretario de Estado de la Seguridad Social.

## MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**5757** *RESOLUCIÓN de 22 de marzo de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de Operación 13.1. «Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte», de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.*

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Visto el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997 para la aprobación del procedimiento P.O. 13.1.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.—Se aprueba el procedimiento para la operación del sistema eléctrico que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente Resolución entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

La presente Resolución pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en la Ley 6/1997, de 14 abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, y contra la misma podrá interponerse recurso potestativo de reposición, en el plazo de un mes, ante el Ilmo. Sr. Secretario General de Energía, según lo establecido en la Orden ITC/1102/2004 de 27 de abril, o directamente recurso contencioso administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su publicación.

Madrid, 22 de marzo de 2005.—El Secretario General, Antonio Joaquín Fernández Segura.

Sr. Director General de Política Energética y Minas. Excmo. Sr. Presidente de la Comisión Nacional de Energía. Sr. Presidente de Red Eléctrica de España, S.A. Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad. S.A.

### ANEXO

#### Criterios de desarrollo de la red de transporte (P.O. 13.1)

##### Índice

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Criterios de fiabilidad.

- 3.1 Criterios Técnicos.
  - 3.1.1 Criterios de idoneidad del sistema.
  - 3.1.2 Compensación de reactiva.
  - 3.1.3 Comportamiento dinámico.
  - 3.1.4 Corrientes de cortocircuito.
  - 3.1.5 Protecciones.
  - 3.1.6 Demanda interrumpible.
  - 3.1.7 Capacidad máxima de generación y suministro en un nudo.
  - 3.1.8 Interconexiones internacionales.
- 3.2 Criterios de refuerzo de red existente.
- 3.3 Criterios de mallado de la red de transporte.
- 4. Criterios de implantación.
  - 4.1 Criterios de ingeniería.
    - 4.1.1 Criterios de diseño de subestaciones.
    - 4.1.2 Criterios y parámetros de diseño de líneas.
  - 4.2 Criterios económicos.
    - 4.2.1 Costes unitarios de las instalaciones.
    - 4.2.2 Costes de Operación.
  - 4.3 Criterios medioambientales.
  - 4.4 Criterios de implantación física.
  - 4.5 Criterios para la fase de construcción.
- 5. Información a suministrar al operador del sistema y gestor de la red de transporte.
  - 5.1 Información necesaria a suministrar por las Comunidades Autónomas.
  - 5.2 Información a suministrar por las empresas transportistas.
  - 5.3 Información a suministrar por los gestores de distribución.
  - 5.4 Información a suministrar por los promotores de nueva generación.
- 6. Proceso de planificación de la red de transporte.

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es la definición de los criterios para el desarrollo de la red de transporte y la estructura general del proceso de definición de las propuestas de planes y programas de desarrollo.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) El Operador del sistema y Gestor de la red de transporte.
- b) Las empresas transportistas.
- c) Los Gestores de las redes de distribución, Productores y Consumidores conectados a la red de transporte, así como a las Administraciones competentes en políticas de desarrollo en relación con estos planes.

### 3. *Criterios de fiabilidad.*

3.1 Criterios Técnicos: Los criterios técnicos son los que se han venido utilizando tradicionalmente en la planificación de las redes, de gran importancia por su relación directa con la fiabilidad y calidad del suministro de la demanda.

La fiabilidad de un sistema queda definida por dos conceptos básicos:

- a) «Idoneidad» del sistema, propiedad del sistema para suministrar las demandas de potencia y energía requeridas, en las condiciones programadas, que está relacionada con su comportamiento en régimen permanente.
- b) «Seguridad» del sistema, propiedad del sistema que define su capacidad de soportar las perturbaciones imprevistas, que está relacionada con su comportamiento dinámico.

No obstante, hay que destacar que el resto de los criterios que se presentan en este procedimiento han adquirido y siguen adquiriendo una preponderancia cada vez mayor debido a que limitan la posibilidad de llevar a cabo la implantación de los planes de desarrollo, así como mantener el nivel actual de fiabilidad del sistema.

3.1.1 Criterios de idoneidad del sistema. Los criterios de idoneidad del sistema determinan las situaciones de contingencia que debe soportar el sistema en régimen permanente. Se incluyen dos niveles de contingencia:

a) Nivel 1 (N-1): Son aquellas contingencias que se prueban sistemáticamente. El comportamiento del sistema debe ser aceptable según los límites que se definen en este apartado.

Para determinar las contingencias se realiza un estudio previo que define el grado de incidencia en el sistema, estableciéndose una clasificación ordenada de todas aquellas que superan un determinado umbral de severidad.

Se tendrán en consideración todas las incidencias individuales de líneas y transformadores de la red de transporte (niveles 220 y 400 kV) y grupos de generación, que coinciden con las establecidas en el P.O.1.1 como contingencias a considerar en los análisis de seguridad Nivel 1 (N-1).

b) Nivel 2 (N-X): Contingencias definidas de forma específica. El comportamiento del sistema debe ser aceptable según los límites que se definen en este apartado.

El análisis en este nivel se extiende a las siguientes contingencias:

Pérdida de líneas múltiples (dobles circuitos y circuitos múltiples compactados).

Pérdida de nudos de elevada concentración de transformación (> 1.500 MVA), de elevada concentración de generación (> 1.000 MW) y de nudos considerados como críticos desde el punto de vista de seguridad del sistema ante despeje de falta (el tiempo crítico es el máximo tiempo que el sistema soporta una falta trifásica permanente cumpliendo los criterios de seguridad).

En estas incidencias quedan incluidas las establecidas en el P.O.1.1 como contingencias a considerar en los análisis seguridad de Nivel 2 (N-2).

El fallo de doble circuito se considerará, en principio, a partir de 30 km de apoyos compartidos, excepto en aquellas zonas donde:

La tasa de fallos es más elevada que en el resto del sistema, lo que se puede considerar para aquellas líneas de doble circuito de menos de 30 km con tasa de fallo superior a la media peninsular de una línea de doble circuito de 30 km.

Aquellas zonas donde los fallos conlleven una importante repercusión para el sistema.

Los resultados del estudio de contingencias se analizarán bajo criterios de coste/riesgo para priorizar las actuaciones de desarrollo de la red de transporte. Para ello, se asociará a los grupos generadores y elementos de la red de transporte sus tasas de fallo, probabilidad de ocurrencia de los fallos y duración de los mismos. Aunque el comportamiento del sistema en los niveles 1 y 2 tiene que ser aceptable, el cumplimiento del Nivel 1 requerirá desarrollo de red, mientras que el cumplimiento del Nivel 2 podrá conseguirse con desarrollo de red u otras medidas de operación en función de la valoración del coste/riesgo de las distintas alternativas, donde el nivel de riesgo se determina según:

Nivel de riesgo = probabilidad de contingencia \* consecuencias sobre el sistema

Los datos de probabilidad de ocurrencia y duración de los fallos serán obtenidos de la base de datos de inciden-

cias de transporte aplicando métodos estadísticos. Para los elementos nuevos se tomarán valores medios.

Las consecuencias sobre el sistema se obtienen de una colección de índices técnicos y económicos.

Las sobrecargas transitorias permitidas en situación de contingencia son las siguientes:

a) Un 15% para las líneas, excepto para las líneas de interconexión que se regularán de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.1.8, con una duración inferior a 20 minutos. En cables subterráneos no se admitirán sobrecargas.

b) Un 10% para los transformadores en invierno y en situación N-1. En fallos múltiples se admitirán sobrecargas de hasta el 20% en invierno y 10% el resto del año.

Los límites de tensión permitidos en situación de contingencia son los siguientes:

a) 380 (0.95 p.u.) a 420 (1.05 p.u.) kV para los elementos situados en la red de 400 kV.

b) 205 (0.93 p.u.) a 245 (1.11 p.u.) kV para los elementos situados en la red de 220 kV.

3.1.2 Compensación de reactiva. Para evaluar la situación de riesgo de colapso de tensión prevista en los criterios de idoneidad, se garantizará que no haya riesgo de colapso de tensión frente a incrementos de demanda adicionales del 10% en la zona de estudio, respecto del caso base de estudio.

Para determinar la necesidad de elementos de compensación de reactiva deberán tenerse en cuenta, en lo posible, los siguientes criterios:

a) Con carácter general, los elementos de generación de reactiva (condensadores) deben situarse en las redes de distribución al lado de la demanda. No obstante, se analizará si la solución más beneficiosa para el sistema es la compensación en la red de transporte, y en ese caso se instalarán en dicha red.

b) Los elementos de absorción de reactiva (reactancias) deben situarse en la red de transporte. Se planificarán los elementos necesarios para evitar la apertura/cierre de líneas para el control de tensión de la red de transporte.

c) El elemento estándar de absorción de reactiva en la red de 400 kV es la reactancia de 150 Mvar. No obstante, podrán instalarse reactancias de distinta magnitud en los terciarios de los transformadores.

d) Para construir los escenarios de estudio se considera el cumplimiento, por parte de todos los agentes, de los requisitos obligatorios establecidos en el P.O.-7.4. En los casos que se conozcan las características técnicas de los grupos se utilizarán éstas.

### 3.1.3 Comportamiento dinámico.

3.1.3.1 Estabilidad transitoria. Las contingencias originan fenómenos oscilatorios en las magnitudes eléctricas fundamentales del sistema. La naturaleza dinámica de dichos fenómenos implica que éstos perduren después de la eliminación total (o aislamiento) del defecto eléctrico inicial. Adicionalmente pueden desencadenar, en los casos más graves, pérdidas de grupos generadores y/o desconexión de porciones significativas de mercado. La rapidez y selectividad en la eliminación de la falta inicial supone una garantía contra las oscilaciones posteriores que pueden acarrear consecuencias muy desfavorables para el sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos en los estudios de carácter estático proporcionan el estado eléctrico del sistema en el régimen permanente posterior a la contingencia, pero aun siendo dichos resultados admisibles no queda garantizado que realmente se alcance dicho régimen permanente final. Las contingencias más severas podrían dar lugar oscilaciones dinámicas con consecuencias posteriores inadmisibles.

El Operador del sistema y Gestor de la red de transporte evaluará las condiciones de estabilidad transitoria de las redes futuras previstas en los programas de desarrollo. Se tendrá en cuenta la respuesta transitoria del sistema frente a las contingencias más importantes:

a) Pérdida intempestiva de grupos generadores importantes.

b) Cortocircuitos trifásicos en las líneas (o dobles circuitos compartiendo apoyos más de 30 km con la salvedad indicada en el apartado 3.1.1) que ocasionen las peores condiciones de evacuación de grupos de generación importantes, situando la falta en el extremo próximo al generador y bajo la hipótesis de actuación correcta del sistema de protección (correcta selectividad y despeje instantáneo en ambos extremos de la línea).

c) Cortocircuitos trifásicos en líneas de transporte (o dobles circuitos compartiendo apoyos más de 30 km con la salvedad indicada en el apartado 3.1.1) con carga elevada y que ejerzan funciones de interconexión interzonal o internacional. Se estudiará la situación de la falta en ambos extremos y bajo la hipótesis de actuación correcta del sistema de protección (correcta selectividad y despeje instantáneo en ambos extremos de la línea).

Asimismo, se evaluará el impacto que las nuevas instalaciones introduzcan en los tiempos críticos de despeje de defectos, para lo cual se calcularán dichos tiempos, de acuerdo a la metodología descrita en los criterios generales de protección del sistema eléctrico español, en los nudos (barras) más críticos del sistema.

3.1.3.2 Estabilidad oscilatoria. Se evaluarán las condiciones de estabilidad oscilatoria de las redes futuras previstas en los planes de desarrollo y el riesgo de una operación próxima a los límites de estabilidad oscilatoria (modos de oscilación no amortiguados de baja frecuencia como oscilaciones inter-áreas, generador-red, fenómenos de resonancia subsíncrona, etc.). El Operador del sistema y Gestor de la red de transporte podrá limitar los flujos para garantizar una operación segura o bien proponer dispositivos de control, así como el ajuste de los mismos.

3.1.3.3 Criterios de admisibilidad para los estudios del comportamiento dinámico. Como principio general de admisibilidad para estudios de estabilidad transitoria, se considerará que las simulaciones realizadas deberán garantizar que se alcanza el régimen permanente indicado por los estudios estáticos. Por consiguiente, durante el régimen perturbado se tendrá en cuenta que:

a) No debe perderse más generación y/o mercado de lo postulado en cada contingencia por propia selectividad, por consiguiente se vigilarán que no se produzcan pérdidas de sincronismo en generadores y que durante el hueco de tensión no se den condiciones de disparo de relés de mínima tensión que afecten a la generación y/o mercado. Asimismo, se comprobará que al final de la simulación las oscilaciones de potencia de todos los generadores presenten un coeficiente de amortiguamiento superior al 5%. Donde, el coeficiente de amortiguamiento se define como:

$$\xi(\%) = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} 100$$

donde  $\sigma$  es el coeficiente de atenuación del término exponencial del modo de oscilación y  $\omega$  es su pulsación ( $2\pi$ \*frecuencia).

b) No debe perderse ningún elemento de transporte adicional al postulado en la contingencia N-1, por tanto se



vigilará que en las oscilaciones de potencia no se alcancen condiciones de disparo por protecciones mientras no se alcance el régimen permanente. Se comprobará que no aparezca ninguna pérdida de sincronismo en líneas y/o transformadores.

En relación con los estudios de estabilidad oscilatoria, como criterio general de admisibilidad no se permitirán modos de oscilación cuyo amortiguamiento sea inferior al 5%.

3.1.4 Corrientes de cortocircuito. Se comprobará que las corrientes de cortocircuito esperadas son admisibles para todos los equipos de la red de transporte, y que los interruptores son capaces de cortar dichas corrientes.

Se calcularán las corrientes de cortocircuito trifásicas máximas para los escenarios considerados. Se buscará que los valores calculados no superen el 85% de la capacidad del elemento más débil de las subestaciones afectadas. En el caso de subestaciones futuras, se considerarán como valores de referencia para los equipos, 50 kA en 400 kV y 40 kA en 220 kV, y por tanto las corrientes de cortocircuito no podrán superar los 42 kA en 400 kV y los 34 kA en 220 kV.

En aquellas zonas del sistema donde se prevea la superación de los límites anteriores, se planteará la sustitución de los equipos afectados o soluciones de operación que reduzcan las corrientes de cortocircuito máximas en función de los criterios económicos establecidos en este procedimiento.

El Operador del sistema y Gestor de la red de transporte vigilará que no se supere el 85% del valor límite admisible por el elemento más débil de la subestación. De no ser posible mantener los valores de corriente de cortocircuito por debajo de los límites admisibles, con medidas de operación, se podrán aplicar restricciones de producción en la zona de influencia.

3.1.5 Protecciones. Las nuevas instalaciones de la red de transporte estarán equipadas y diseñadas para cumplir con lo establecido en el procedimiento de operación P.O.11.1.

3.1.6 Demanda interrumpible. El potencial de gestión se describe en dos escenarios extremos:

a) Inferior: supone que la oferta actual interrumpible se mantiene hasta el 2007; este mínimo se considera consolidado con alta probabilidad.

b) Superior: supone una fuerte promoción del desarrollo de la gestión de la demanda y la creación de mecanismos de tiempo real adecuados. Imputa potencias gestionables instantáneamente o con cortos preavisos en base a las experiencias realizadas en los países de referencia y refrendadas por declaraciones de los grandes consumidores españoles.

Los estudios de desarrollo de la red valorarán solamente a nivel de comparación de escenarios el potencial de demanda interrumpible. Se considerarán por tanto como una medida de operación y no como un instrumento de planificación.

3.1.7 Capacidad máxima de generación y suministro en un nudo. Para cada escenario considerado, existe un límite para la capacidad máxima de producción y suministro en cada nudo o zona eléctrica (conjunto de nudos de generación eléctricamente próximos) de la red de transporte tanto para la generación como para la demanda, que se establecerá teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) Ante contingencias de fallo simple (un generador, un circuito o un transformador) o fallo doble circuito compartiendo apoyos en más de 30 km (con la salvedad indicada en el apartado 3.1.1) el límite de producción en el nudo viene determinado por las reservas de regulación fijadas, que pueden asumir hasta una pér-

da producción instantánea (directa o inducida) de 1.200 MW.

b) Una falta despejada en tiempo de fallo de interruptor (250 a 300 milisegundos) no provocará:

Pérdidas de mercado en cascada o extensivas.

La desconexión de la interconexión España-Francia.

Una pérdida de sincronismo entre generadores excepto el caso de los que individualmente pierdan el sincronismo frente al resto del sistema eléctrico.

Valores orientativos de las limitaciones que puede imponer este criterio en la red de 400 kV se sitúan en 2.000-2.500 MW de producción y 1.800 MVA de transformación.

c) Los apoyos suplementarios tras incidente a través de la interconexión España-Francia no superarán los valores establecidos en los acuerdos internacionales o en la normativa vigente en el Sistema Interconectado Europeo (UCTE).

Para la actividad de generación, los anteriores límites deben entenderse como la capacidad máxima de producción simultánea en un nudo o zona eléctrica, con independencia de la potencia instalada, que podrá ser mayor debido a que la capacidad de la red de transporte no es susceptible de reserva.

3.1.8 Interconexiones internacionales. El cálculo de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales viene definido en el procedimiento de operación P.O.4.

La capacidad de intercambio se define como la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

Para realizar este cálculo, los operadores de los sistemas eléctricos correspondientes analizarán la capacidad de intercambio en ambos sentidos, estableciendo como valor de la misma el valor más limitativo de los calculados por ambos.

Los criterios de seguridad aplicables en el sistema español serán los establecidos en el procedimiento de operación P.O.1.1, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Con carácter general no se admitirán sobrecargas transitorias en las líneas de interconexión respecto a su límite térmico estacional.

b) Con carácter excepcional, se considerarán los siguientes criterios:

Interconexión España-Francia. Se podrán admitir sobrecargas transitorias de hasta un 30% ante pérdida de un grupo español, durante el periodo de tiempo previo al comienzo de la actuación de la regulación secundaria.

Interconexión España-Portugal. Se podrán admitir las sobrecargas transitorias contempladas en el P.O.1.1, previa conformidad del operador del sistema portugués.

c) En los casos en los que sea posible tomar medidas rápidas de operación después de la ocurrencia de una contingencia, se considerarán únicamente contingencias de fallo simple y fallo simultáneo de líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 km, con la salvedad indicada en el apartado 3.1.1.

d) Para aquellos otros casos en los que no sea posible tomar medidas rápidas de operación tras la ocurrencia de una contingencia, se considerarán contingencias de fallo sucesivo de grupo y línea o de dos grupos, uno español y otro del otro lado de la interconexión.

En todas las interconexiones se comprobará, para el nivel máximo de intercambio resultante, la estabilidad dinámica de frecuencia y tensión del sistema mediante el análisis de su comportamiento frente a contingencias. Caso de detectarse limitaciones por este motivo, éstas impondrán el nivel máximo de intercambio.

3.2 Criterios de refuerzo de red existente: Dada la dificultad de construcción de nuevos elementos de red, una alternativa de refuerzo que se ha de considerar es la ampliación de las capacidades de los recursos disponibles o aumentar su grado de utilización.

Dentro de las medidas que facilitan aumentar el grado de utilización, en primer lugar está la monitorización de la capacidad de transporte de los elementos en tiempo real y, posteriormente, la eliminación de las limitaciones de aparamenta o por la repotenciación de la capacidad de los circuitos permitiendo temperaturas de trabajo superiores.

La medida para conocer con más exactitud la capacidad dinámica de las líneas se encuentra en la monitorización en tiempo real, que se aplicará a las líneas críticas del sistema que serán determinadas en el estudio de planificación de la red de corto plazo y que presenten dificultades para un proceso de repotenciación posterior, como consecuencia de descargos, trabajos, aspectos medioambientales, etc.

La repotenciación supone el incremento de la altura de los apoyos y/o el retensado de los conductores para permitir mayor capacidad de transporte, trabajando los conductores a mayor temperatura. El incremento orientativo de capacidad que se obtiene por pasar de una temperatura a otra mayor se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 4.3 Incremento de capacidad de transporte por aumento de la temperatura de trabajo del conductor

Incremento de la temperatura de trabajo del conductor	Temperatura ambiente = 10° (invierno)	Temperatura ambiente = 30° (verano)
50° → 60 °C	11%	27%
50° → 65 °C	16%	38%
50° → 70 °C	20%	48%
50° → 75 °C	24%	57%

\* Los resultados son válidos para una línea con conductor cardinal.

Asimismo, la posibilidad de elevar la tensión de funcionamiento de la red existente, normalmente de 132 kV a 220 kV, o de 220 kV a 400 kV, es contemplada como una medida muy efectiva para aumentar la capacidad de la red de transporte minimizando el impacto ambiental.

Dentro de este mismo grupo de criterios cabe la utilización de dispositivos que permitan redireccionar flujos y/o el equilibrado de cargas en los elementos pertenecientes a un mismo eje de transporte para que se alcance el límite de todos a la vez, sometidos igualmente a un análisis de contingencias.

3.3 Criterios de mallado de la red de transporte: Los nudos no mallados de la red de transporte implican una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad del suministro en dicho nudo. Por lo tanto, con objeto de limitar la aparición de subestaciones de transporte asociadas

a nuevas conexiones que puedan comprometer la misión fundamental de dicha red, y sin perjuicio de las exigencias adicionales resultantes de los distintos análisis técnicos, se establece el criterio general de no abrir las líneas de transporte salvo situaciones excepcionales. Como complemento al criterio anterior, se tendrán que analizar cada una de las situaciones excepcionales, pero solamente en las condiciones que se recogen a continuación:

a) Criterio de mallado de la red de transporte, por el que se establece para la evolución futura de la misma una limitación de número de nudos «no mallados» entre dos nudos «mallados»:

No más de uno en 400 kV.

No más de dos en 220 kV.

dentro del criterio anterior se podrán exceptuar los casos de suministros de demandas de carácter singular (suministros ferroviarios, etc.).

Para definir un nudo mallado, se establecen las siguientes condiciones:

En 400 kV contar con tres o más líneas de 400 kV, o bien –si se dispone de apoyo 400/220– dos líneas de 400 kV y dos o más de 220 kV.

En 220 kV contar con tres o más líneas de 220 kV, o bien –si se dispone de apoyo 400/220– dos líneas de 220 kV.

A efectos de cómputo del número de líneas se considerarán exclusivamente aquellas que pertenezcan a la red de transporte.

b) Para la habilitación de una nueva subestación de transporte, por conexión radial a una subestación existente o para apertura de una línea existente, deberán haberse confirmado accesos de potencia superiores a:

Para evacuación de generación: 100 MW en 220 kV y 250 MW en 400 kV.

Para suministro de demanda: 50 MW en 220 kV y 125 MW en 400 kV, excepto demandas singulares (suministros ferroviarios, etc.).

Los valores indicados son los de referencia, calculándose entre el 15 y 20% de la capacidad de transporte de una línea nueva normalizada (según apartado 4.2), y la conexión a la red de la mencionada magnitud de potencia se contemplará dentro del horizonte de medio plazo en vigor. El Operador del sistema y Gestor de la red de transporte realizará una evaluación particular para solicitudes por valor inferior.

c) Criterio de eficiencia global del transporte, por el que se minimiza el incremento de longitud de los ejes de transporte, las nuevas instalaciones que impliquen una entrada/salida de una línea de transporte se realizarán preferentemente en las inmediaciones de la traza de dicha línea. En todo caso, ante la eventual necesidad de separación de la traza por razones de viabilidad, y necesitando que ésta sea aceptada por el transportista, se aplica la más restrictiva de las siguientes condiciones:

Máxima longitud del nuevo tramo (Entrada y Salida): 5 km.

Máximo incremento de la longitud del eje de transporte: 10%.

d) Adicionalmente, para la introducción de un nuevo nudo en la red de transporte habrá que contemplar, con carácter general, las siguientes distancias mínimas respecto de nudos existentes:

En zonas urbanas: 10 km en el nivel de 400 kV y 5 km en el nivel de 220 kV.

En zonas no urbanas: 20 km en el nivel de 400 kV y 10 km en el nivel de 220 kV.

A los efectos de aplicación del procedimiento deben considerarse como zonas urbanas las definidas como tales en el artículo 99 del Real Decreto 1955/2000 y como no urbanas el resto de zonas definidas en dicho artículo.

e) Para determinar la necesidad de habilitar una nueva posición de 220 ó 400 kV, en una subestación existente, como consecuencia de una solicitud de acceso de demanda o evacuación a la red de transporte, se seguirán los mismos criterios establecidos en el punto b). Mientras que las magnitudes solicitadas no alcancen dichos valores, se buscará preferentemente una solución en redes de distribución.

f) Para la definición de los niveles de tensión asociados a la conexión de la red de transporte con la red de distribución, se tendrá en cuenta la normativa establecida para la coordinación de la red de transporte con la red de distribución, optando por la mejor solución técnica y económica que resulte en los estudios realizados para cada zona del sistema.

Hasta la finalización de dichos estudios, para la conexión de la red de transporte con la red de distribución, especialmente en zonas no urbanas, con carácter general, no se permitirán transformaciones con un elevado salto de tensión entre transporte y distribución. Como magnitudes orientativas se establecen las siguientes, 132-110 kV como el nivel más bajo de tensión para transformación desde el nivel de 400 kV y 45 kV como el nivel más bajo de tensión para transformación desde el nivel de 220 kV.

El nivel de distribución podrá ser inferior a 45 kV en zonas urbanas cuando se detecte la inviabilidad de optar por saltos de tensión desde el nivel de 220 kV a niveles de tensión iguales o mayores de 45 kV. En este caso, la empresa distribuidora deberá especificar las medidas que tiene previsto implementar con objeto de garantizar la calidad de suministro en la zona en cuestión, a través de un apoyo desde la red de distribución con las suficientes prestaciones.

g) No se permitirá la apertura de las líneas de interconexión internacional de tensión superior a 100 kV para la creación de nudos no mallados.

4. *Criterios de implantación.*—Los criterios de implantación de las nuevas instalaciones o, en su caso, de selección de la mejor alternativa de entre aquellas que cumplen con los criterios de fiabilidad y calidad de suministro, presentados en el apartado anterior, son los que se recogen a continuación:

4.1 Criterios de ingeniería: Los nuevos elementos de transporte planificados atenderán a los siguientes criterios de diseño.

4.1.1 Criterios de diseño de subestaciones. Las nuevas subestaciones se diseñarán de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 13.3.

4.1.2 Criterios y parámetros de diseño de líneas. Los criterios generales de diseño de líneas se regirán de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 13.3.

Para nuevas instalaciones se consideran las siguientes líneas normalizadas:

a) Línea de 400 kV de doble circuito, o línea de doble circuito con instalación inicial de un simple circuito, con conductor Condor triplex tendido a 85 °C, y con apartamiento con corriente nominal igual o superior a 2.500 A.

b) Línea de 220 kV de doble circuito, o línea de doble circuito con instalación inicial de un simple circuito, con conductor Gull duplex tendido a 85 °C, y con apartamiento con corriente nominal igual o superior a 2.000 A.

Con objeto de tener un margen de seguridad, en especial en aquellas líneas que no se monitorice la capacidad de transporte, la altura de los apoyos se subirá un metro

adicional sobre la altura calculada para la temperatura de 85 °C.

Los parámetros eléctricos básicos de dichas líneas así como las capacidades de transporte que se han calculado con un margen de seguridad adicional de 10 °C sobre la temperatura de tendido establecida, se recogen en las tres tablas siguientes.

Tablas 5.1 *Parámetros y capacidad de las instalaciones*

Parámetros eléctricos de secuencia directa (pu/100 km)

	Resistencia	Reactancia	Susceptancia
línea normalizada de 400 kV . . . . .	0,00161	0,01729	0,66554
línea normalizada de 220 kV . . . . .	0,00956	0,06518	0,17790

Parámetros eléctricos de secuencia homopolar (pu/100 km):

	Resistencia	Reactancia	Susceptancia
línea normalizada de 400 kV . . . . .	0,01738	0,05525	0,35364
línea normalizada de 220 kV . . . . .	0,06475	0,18482	0,10059

Capacidad de transporte en función de la temperatura ambiente (MVA):

	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°
línea normalizada de 400 kV . . . . .	2.030	1.990	1.950	1.900	1.860	1.820	1.700
línea normalizada de 220 kV . . . . .	780	750	710	680	640	600	560

4.1.2.1 Instalaciones multicircuito. En situaciones excepcionales para la definición de los nuevos refuerzos de la red de transporte se podrán considerar líneas con tres o más circuitos incluso de distinto nivel de tensión. Estas instalaciones atenderán la demanda de nuevos refuerzos en el caso de detectarse grandes dificultades para la construcción de nuevas líneas en simple y/o doble circuito convencionales.

Sin embargo, el diseño de estas instalaciones multicircuito habrá de tener en cuenta la posibilidad de hacer descargos para trabajos de mantenimiento en un cualquiera de los circuitos permaneciendo el resto trabajando en tensión, así como la incidencia de su contingencia en el comportamiento del sistema.

4.1.2.2 Soterramiento de líneas de transporte. Debido a la incidencia en inversión, operación, mantenimiento, detección de fallos y reparación principalmente, los soterramientos de líneas serán objeto de estudios específicos, evitándose como criterio general los soterramientos parciales que den lugar a tramos discontinuos aéreo-subterráneo en la misma línea.

4.2 Criterios económicos: Los criterios económicos para comparar las alternativas de refuerzo se basan en la minimización de la siguiente función objetivo:

Costes de instalaciones + Costes de operación

4.2.1 Costes unitarios de las instalaciones. Los costes de instalaciones incluyen la valoración de la inversión asociada a las instalaciones que conforman cada actuación de los programas de desarrollo de la red de transporte, así como los costes de operar y mantener las mis-



mas. Para la cuantificación de los costes de instalaciones se considerará una amortización de duración igual a la vida estimada de las mismas.

Para el cálculo de los costes de inversión se utilizarán los costes unitarios de las instalaciones estándar aprobados por el Ministerio de Economía (o en defecto una estimación del coste) para la retribución de la actividad de transporte, que son los recogidos en el Real Decreto 2819/1998 por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

4.2.2 Costes de Operación. Los costes de operación evalúan los costes variables de explotación derivados de la expansión de la red de transporte. Estos costes están asociados a las pérdidas de transporte y a las restricciones en la casación de la generación. Para el cálculo de dichos costes se simulará la explotación, mediante herramientas capaces de tratar las indisponibilidades del equipo generación/red, en el año horizonte de estudio en al menos los escenarios de generación que se derivan de la consideración de siguientes hipótesis de variación en cada escenario:

- a) Hidraulicidad húmeda y seca.
- b) Eolicidad baja (producción del 10% de la potencia instalada) y alta (60%).
- c) Precio del gas alto y bajo.
- d) Intercambios de exportación e importación en las distintas interconexiones internacionales.
- e) Cada hipótesis con una probabilidad de ocurrencia asociada.

Las indisponibilidades, programadas y forzosas, tanto de los elementos de la red de transporte como del equipo generador, se simularán en función de la frecuencia y duración de las mismas.

4.3 Criterios medioambientales: Todas las alternativas de refuerzo que cumplan con los criterios técnicos serán valoradas en función de su impacto ambiental.

4.4 Criterios de implantación física. Las alternativas que desde el punto de vista ambiental sean viables serán valoradas desde el punto de vista de viabilidad de espacio físico para incorporar estas nuevas instalaciones dentro de la red de transporte. Este aspecto es de especial relevancia para el caso de la ampliación de subestaciones.

4.5 Criterios para la fase de construcción. La planificación debe considerar la fase de construcción de las nuevas instalaciones en los casos en los que por mantenimientos, descargos, etc., la operación del sistema puede verse afectada en lo que se refiere a garantizar el suministro de la demanda.

Las consecuencias de posibles retrasos en la fase de construcción deberán ser tenidas en cuenta por la planificación, al menos, mediante la valoración relativa del impacto sobre el sistema que podrían causar dichos retrasos.

5. *Información a suministrar al operador del sistema y gestor de la red de transporte.*—El Operador del sistema y Gestor de la red de transporte dispondrá de una base de datos en la que se recogerá la información correspondiente a los elementos de la red de transporte necesarios para la realización de las simulaciones del comportamiento de la red.

Dicha base de datos incluye la topología de la red de transporte y diferentes escenarios de generación y demanda.

La topología existente se obtiene a partir de la red del sistema de tiempo real, y se amplía con la red planificada.

La información de la base de datos se actualizará periódicamente incorporando las modificaciones o nuevas instalaciones planificadas.

De especial importancia es la actualización de las fechas de puesta en servicio o baja de las instalaciones. Esta información será facilitada al Operador del sistema y Gestor de la red de transporte por el resto de los agentes que acometan la construcción o adecuación de las instalaciones, lo que permitirá actualizar los casos de estudio a la realidad del proceso de construcción.

Se recoge a continuación el índice del contenido de la información que los agentes y organismos han de acompañar a sus propuestas de desarrollo de la red de transporte, y que será remitida al Operador del sistema y Gestor de la red de transporte en el período reglamentario establecido al efecto. El contenido detallado de esta información será, en lo que afecta a datos de la red de transporte, el establecido en los procedimientos de operación correspondientes al capítulo 9.

5.1 Información necesaria a suministrar por las Comunidades Autónomas. Propuestas de red futura:

Justificación: Nueva generación/demanda asociada a planes urbanísticos o industriales de elevada incidencia.

Otros datos:

Localización.

Valores estimados que justifican una nueva actuación.

Reserva espacial orientada a nuevos corredores eléctricos prevista en el Ordenamiento Territorial y programa temporal de aplicación previsto.

5.2 Información a suministrar por las empresas transportistas:

Red de transporte existente: Datos técnicos.

Propuestas de desarrollo de la red de transporte:

Datos técnicos y topológicos, y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas).

Esquemas unifilares descriptivos de las nuevas actuaciones.

Justificación por:

Reducción de pérdidas.

Eliminación de restricciones del mercado de producción.

Agotamiento de la red existente para la alimentación a la demanda.

Nueva generación/demanda.

Otros motivos.

5.3 Información a suministrar por los gestores de distribución:

Demanda prevista en cada nudo o agrupación de nudos con cargas transferibles.

Generación en régimen especial existente y futura (previsiones): Datos técnicos y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas).

Red de distribución existente y futura (nivel 110-132 kV y su conexión con la red de transporte 220-400 kV): Datos técnicos y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas).

Propuestas de desarrollo de la red de transporte:

Datos técnicos y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas).

Esquemas unifilares descriptivos de nuevas actuaciones.

Justificación por:

Eliminación de restricciones del mercado de producción.

Agotamiento de la red existente para la alimentación a la demanda.

Nueva Generación/Demanda.  
Otros Motivos.

Toda la información mencionada en los epígrafes anteriores se referirá a un horizonte de medio plazo (10 años futuros).

5.4 Información a suministrar por los promotores de nueva generación: Se remitirán los cuestionarios correspondientes indicados en el procedimiento de operación 12.1.

6. *Proceso de planificación de la red de transporte.* Consecuente con la normativa establecida, el proceso de planificación de la red de transporte se divide en tres etapas en función del horizonte de planificación considerado, interrelacionadas entre sí:

1. Planificación a largo plazo caracterizada por:

Horizonte de largo plazo: 20 años.

Incertidumbre muy alta.

Sólo se analiza la red de 400 kV a nivel peninsular.

2. Planificación a medio plazo caracterizada por:

Horizonte de medio plazo: 10 años.

Incertidumbre alta.

Se analiza la red de transporte a nivel peninsular 400 y 220 kV.

Propuesta del plan de desarrollo de la red de transporte, a comunicar de forma oficial al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

3. Planificación a corto plazo caracterizada por:

Horizonte de corto plazo: 5 años.

Incertidumbre media.

Se analiza la red de transporte a nivel peninsular y se definen las actuaciones hasta el nivel zonal y local.

Propuesta de programa anual y revisión parcial del plan de desarrollo de la red de transporte, a comunicar de forma oficial al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Estudios de viabilidad de acceso.

En cada etapa del proceso de planificación se obtiene como resultado la definición de los planes de desarrollo de la red de transporte.