

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA



INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN Y SUMINISTRO
NODAL EN UN SISTEMA ELÉCTRICO

AUTOR: RUBÉN DEL CAÑO ROJO

TUTOR: FERNANDO SOTO MARTOS

MAYO 2009

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVO DEL PROYECTO	3
3. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	4
4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANALISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	8
4.1. Flujo de cargas	8
4.1.1. Introducción	8
4.1.2. Ecuaciones del flujo de potencia	8
4.1.3. Tipos de nudos	9
4.1.4. Formulación del problema	10
4.2. Cortocircuitos trifásicos	12
4.2.1. Introducción	12
4.2.2. Corrientes de cortocircuito	13
4.2.3. Análisis de cortocircuitos trifásicos equilibrados	14
4.2.4. Potencia de cortocircuito	15
5. ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON PSS/E	17
5.1. Modelado del sistema	17
5.2. Flujos de potencia	18
5.3. Análisis de cortocircuitos	20
5.4. Análisis de contingencias	20
5.5. Análisis de limitaciones de producción y suministro	22
5.6. Otras funcionalidades del PSS/E	24
6. LEGISLACIÓN APLICABLE	26

7. SISTEMA DE ESTUDIO. CASO PRÁCTICO	31
7.1. Presentación del sistema de estudio	31
7.1.1. Esquema eléctrico del sistema	31
7.1.2. Escenarios de estudio	32
7.2. Metodología y criterios de aceptabilidad	34
7.3. Presentación de resultados	39
7.4. Resultados del escenario base de invierno	42
7.5. Resultados del escenario invernal con incremento del 12% en la demanda	55
7.6. Resultados del escenario invernal con reducción del 12% en la demanda	62
7.7. Resultados del escenario invernal con incremento del 15% en la demanda de Menorca	67
7.8. Resultados del escenario base de verano	73
7.9. Resultados del escenario de verano con incremento del 12% en la demanda	74
7.10. Resultados del escenario de verano con reducción del 12% en la demanda	75
7.11. Resultados del escenario de verano con incremento del 15% del consumo en Menorca	80
7.12. Conclusiones del sistema de estudio	81
7.12.1. Capacidad de evacuación nodal del sistema	81
7.12.2. Capacidad de suministro nodal del sistema	83
8. CONCLUSIONES	85
9. BIBLIOGRAFÍA	86

ANEXOS

ANEXO I. Ficheros de subsistema, monitorización y contingencias	89
ANEXO II. Fichero Python del escenario de verano con reducción de demanda del 12%	91
ANEXO III. Informe de resultados del flujo de cargas para el escenario base invernal obtenido con el PSS/E	97
ANEXO IV. Procedimientos de Operación 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 12.1 y 13.1	105

1. INTRODUCCIÓN

Se define la capacidad de evacuación nodal como la máxima cantidad de energía que se puede inyectar en un nudo de un sistema eléctrico sin que se produzcan incumplimientos en la seguridad de operación del sistema. La capacidad de suministro nodal es la máxima cantidad de energía que se puede obtener de un nodo de una red eléctrica garantizando que se cumplen los requisitos de seguridad y calidad establecidos.

En este proyecto se estudia la metodología a seguir para determinar la capacidad de evacuación y suministro nodal de un sistema. La capacidad de evacuación o suministro de un nudo depende del estado en el que se encuentren el resto de los elementos del sistema eléctrico por lo que se modelarán distintos escenarios, fundamentalmente diferentes niveles de energía demandada en distintas estaciones temporales con las correspondientes contingencias asociadas.

Este tipo de estudios son los que emplea el operador del sistema eléctrico para determinar si existe capacidad de evacuación o de suministro suficiente en un sistema y permitir el acceso a la red de transporte de nuevos generadores o consumidores.

El presente proyecto pretende ser lo más educativo posible y en él se intentan desarrollar de la forma más sencilla y didáctica posible todos los temas sobre los que versa. La redacción del documento está estructurada de forma que se vayan adquiriendo los conocimientos necesarios para poder entender las explicaciones que posteriormente se van sucediendo. Es la misma estructura que ha tenido que seguir el autor para poder llevar a cabo el proyecto con éxito. En esta introducción se va a realizar una breve exposición sobre el contenido de cada uno de los capítulos en los que se ha dividido el proyecto.

El capítulo correspondiente al objetivo del proyecto define claramente cuál es el objetivo fundamental del proyecto y qué otros objetivos secundarios serán necesarios alcanzar ya que estos serán los medios que se emplearán para obtener el objetivo prioritario.

En el capítulo 3, se realiza una introducción a los sistemas eléctricos. Se incluye la definición, partes en las que se divide y elementos que componen un sistema eléctrico.

En el siguiente capítulo se hace una exposición teórica de las herramientas que se utilizan para analizar los sistemas eléctricos. Está dividido en dos grandes apartados: flujos de cargas y cortocircuitos trifásicos. Se indica en qué consiste un flujo de cargas, la formulación matemática del problema, la metodología a seguir para resolverlo y todos aquellos aspectos sobre los flujos de potencia que se han considerado necesarios conocer. En cuanto a los cortocircuitos trifásicos se realiza una exposición sobre las perturbaciones que sufren los sistemas eléctricos, la forma que existe de analizarlas y las consecuencias que producen en los sistemas. Este capítulo es eminente teórico y sienta las bases de conocimiento necesarias para poder abordar el resto de epígrafes.

En el capítulo de análisis de sistemas eléctricos con PSS/E se presenta un breve manual de usuario del software que se ha utilizado para calcular todos los datos del proyecto. Se realiza una breve introducción al programa y a todas las funciones que se van a utilizar. Aunque el epígrafe 5 intenta ser lo más autoexplicativo posible, será necesario recurrir en múltiples ocasiones al manual de usuario del PSS/E en el caso de que se desee profundizar en la forma de cálculo y los resultados que se obtienen del programa. Aprender a manejar el PSS/E será una condición necesaria para poder realizar el proyecto y uno de los objetivos que se pretende conseguir. Este software es el que utilizan las empresas eléctricas por lo que será muy importante conocerlo y manejarlo.

El capítulo siguiente pretende ser un resumen de toda la normativa que aplica a los estudios de acceso a la red de transporte. Aunque el resumen expuesto en el capítulo 6 incluye las partes

más significativas de la legislación vigente se recomienda una lectura en detalle de todas las leyes, reales decretos y procedimientos de operación que se indican en el mencionado capítulo.

El capítulo 7 es la aplicación práctica de todos los capítulos anteriores y se le puede considerar el corazón del proyecto puesto que es donde se ponen en práctica todos los conocimientos que se han ido adquiriendo. En este epígrafe, previa a la presentación de resultados, se presenta el sistema eléctrico que se va a estudiar, los escenarios que se van a analizar, la metodología y los criterios que se van a emplear para desgranar el sistema eléctrico presentado y la forma en la que se van a exponer los resultados. Posteriormente, se muestran los resultados para cada uno de los escenarios, comentando todos aquellos resultados relevantes y obteniendo las conclusiones sobre cada uno de los casos. En el último apartado del capítulo 7, se muestra un resumen de los datos presentados en cada uno de los escenarios y se obtienen unas conclusiones finales sobre el sistema. Hay que destacar que en este epígrafe se ha pretendido mostrar la información más relevante, obviando algunos de los resultados con el objeto de limitar la ingente cantidad de información que se ha obtenido en el análisis del sistema y conseguir que la información que se muestre sea lo más manejable posible.

En el capítulo de las conclusiones se revisan los conocimientos y habilidades que se han adquirido durante la ejecución del proyecto y se analiza si se ha cumplido los objetivos que se establecían al comienzo del mismo.

En el epígrafe 9 correspondiente a la bibliografía, se listan todos los libros, manuales, artículos y páginas webs que se han consultado para poder llevar a cabo la tarea encomendada.

Por último indicar que existen cuatro anexos que se han considerado interesantes incluir. Los anexos I y II están relacionados con programas utilizados para el manejo del PSS/E, mientras que en el anexo III se muestra información que se ha obtenido del PSS/E y que no se muestra en el capítulo correspondiente con el objeto de limitar la información presentada pero que en función de lo que se desee puede ser interesante disponer de la misma. En el anexo IV se muestran todos los procedimientos de operación que se mencionan en el presente documento.

2. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo fundamental del presente proyecto consiste en determinar la capacidad de evacuación y suministro de los diferentes nudos de un sistema eléctrico aplicando la metodología adecuada. Se conseguirá conocer la cantidad de energía que se puede entregar u obtener de los diferentes nudos de una red eléctrica cumpliendo los requisitos de seguridad necesarios establecidos en los procedimientos de operación del sistema eléctrico español. Esto nos permitiría conocer la capacidad de generación máxima que se puede inyectar en un nudo eléctrico, lo que puede ser vital para aquellos agentes del mercado eléctrico que estén evaluando la integración al sistema de nuevas plantas de generación. La capacidad de suministro, por su parte, indicará la máxima cantidad de energía que pueden extraer los consumidores del sistema a la hora de conectarse en determinados nodos eléctricos.

Para determinar la capacidad de evacuación y suministro será necesario conocer la legislación vigente aplicable y los procedimientos de operación del operador del sistema por lo que también el proyecto servirá para conocer la regulación del sector eléctrico en España sobre la materia.

El programa de cálculo PSS/E es el software que se utilizará para el estudio, por lo que se desarrollarán las habilidades y destrezas necesarias con el paquete PSS/E para poder evaluar un sistema eléctrico. Será vital aprender a realizar flujos de cargas y análisis de contingencias con el PSS/E.

Finalmente, se procederá a realizar un caso práctico aplicando la metodología de cálculo establecida bajo diferentes circunstancias de operación. Fundamentalmente se evaluará el efecto que tiene sobre el sistema los cambios en la demanda de los consumidores y los cambios estacionales.

En resumen, el objetivo principal es determinar la capacidad de evacuación y suministro y los objetivos secundarios son conocer la normativa, aprender a manejar el PSS/E y aplicar la metodología establecida sobre un caso práctico en diferentes escenarios.

3. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

El sistema eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

Constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

El sistema eléctrico está dividido en tres subsistemas:

- **Generación:** Su misión es producir la energía eléctrica. Suele estar en sitios apartados de los centros de consumo, cerca de las fuentes de energía (minas de carbón, aprovechamientos hidroeléctricos, puertos de desembarco de combustible) o alejadas de centros grandes de población (centrales nucleares).
- **Transporte:** Permite el flujo de grandes cantidades de energía eléctrica desde los centros productores hasta las zonas consumidoras. Suele realizarse a tensiones muy elevadas para evitar pérdidas.
- **Distribución:** Reparte la energía eléctrica a los usuarios. Se realiza a distintos niveles de tensión en función de lo próxima que se halle al usuario final y a la tensión a la que recibe éste la energía eléctrica.

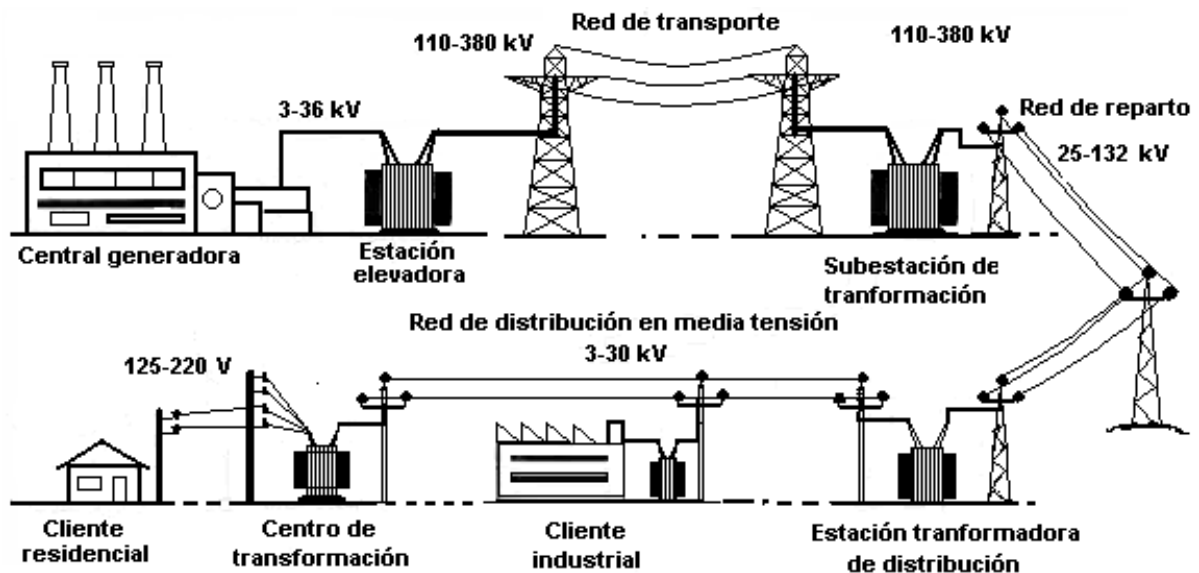


Figura 1. Diagrama esquematizado del sistema eléctrico. Fte: <http://es.wikipedia.org>

Generación. Tipos de centrales

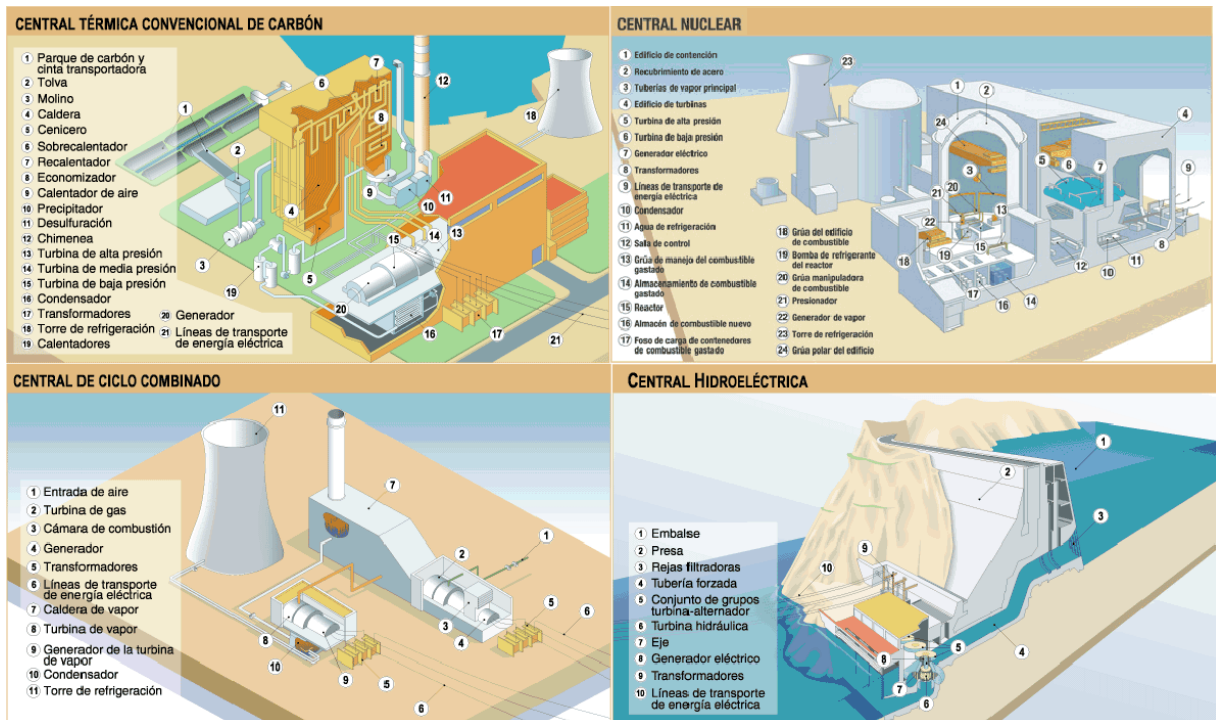


Figura 2. Esquemas de centrales de carbón, nuclear, ciclo combinado e hidráulica. Fte: <http://www.unesa.es>

Generación convencional

- Hidráulica
- Térmicas
 - o Convencionales (carbón, fuel, ...)
 - o Nucleares
 - o Ciclo combinado

Fuentes de energía renovables

- Energía eólica
- Explotación de biomasa
- Células de combustible
- Energía fotovoltaica
- Energía geotérmica
- Mareas
- Conversión térmico-solar

Configuración típica de los sistemas de transporte y distribución

La generación de energía eléctrica está enlazada con los usuarios a través de las redes de transporte y distribución. La topología de estas es muy variada, pues depende de la tradición de un país o de una compañía eléctrica, de su orografía, de la distribución de la generación y el

consumo, y un mismo país o zona puede tomar configuraciones diversas en distintos puntos. La topología del sistema de transporte de energía eléctrica depende básicamente de la situación geográfica de los centros de producción y consumo.

El sistema de transporte consta de un número relativamente reducido de líneas, a tensiones muy altas, que en España van de los 220 kV a los 400 kV. Los sistemas de transporte suelen estar mallados, de forma que su fiabilidad sea muy alta, pues un fallo en esta red afecta a un gran número de usuarios. Cada país tiene una topología distinta de red de transporte, y por tanto no existe una configuración tipo. Los nudos del sistema, en donde se unen distintas líneas y se hace la transformación de tensiones de la red se denominan subestaciones. La topología de los sistemas de distribución es, por el contrario, más uniforme, aunque hay numerosos tipos de configuraciones. Las redes de distribución toman la energía eléctrica de uno o dos puntos a una tensión alta, y la transforma a tensiones más bajas, a las que suministran a numerosos usuarios. Por esta razón, gran parte de los sistemas de distribución son radiales, aunque para alimentar la fiabilidad, a veces se mallan, sobre todo cuando la tensión es mayor. Los sistemas de distribución utilizan tensiones inferiores a 220 kV. Las tensiones normalizadas de la red de distribución de alta tensión son 1, 3, 6, 10, 15, 20, 30, 45, 66, 110 y 132 kV.

Elementos de los sistemas eléctricos.

Para que sea posible la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, es necesario que haya un gran número de equipos que realicen funciones muy diversas. Algunos de los elementos más importantes son:

Máquinas eléctricas:

- Generadores: Son máquinas eléctricas rotativas, normalmente síncronas, es decir, que giran sincronizadas con la frecuencia de la red, que en España es de 50 Hz. Convierten la energía mecánica que les suele suministrar una turbina, en su mayor parte de vapor, gas o hidráulica, en energía eléctrica.
- Transformadores: Se encargan de convertir las tensiones de alta a baja o viceversa. De esta forma, se genera a una tensión de alrededor de 25 kV, se transporta a muy alta tensión, y finalmente se distribuye a tensiones muy variadas, hasta llegar a baja tensión, 380 V.
- Motores eléctricos: Son elementos que convierten la energía eléctrica en energía mecánica. Hay diversos tipos, pero el más extendido es el motor asíncrono. Los motores forman el tipo más importante de carga eléctrica.

Líneas de transporte: Consiste básicamente en conductores que pueden estar apoyados en torres, o enterrados (caso de las instalaciones construidas por las zonas urbanas).

Aparamenta: Equipo, aparato o material previsto para ser conectado a un circuito eléctrico con el fin de asegurar una o varias de las siguientes funciones: protección, control, seccionamiento, conexión. Se clasifica en los siguientes tipos:

- De maniobra
- Equipos de medida: Son necesarios para medir los parámetros de la energía eléctrica. Básicamente miden tensión, corriente, frecuencia y potencia.
- Protecciones: Son equipos que intervienen cuando se produce una contingencia en el sistema eléctrico, de forma que se eviten daños a usuarios y al propio sistema eléctrico.

Cargas eléctricas: Así se denomina a la cantidad de energía eléctrica que se consume. Las cargas eléctricas se caracterizan, en conjunto, por la potencia que demandan, y por la variación de esta potencia con respecto a variaciones en las condiciones de suministro. Una buena parte de la carga la forman los motores eléctricos.

Sistemas de control: Son los dispositivos y equipos desde los que se controla toda la red o parte de ella, en donde se verifica el estado de la red, se ajusta la generación a la demanda, se realizan funciones de programación de la generación, se realizan maniobras, etc.



Figura 3. Línea de alta tensión apoyada en torre. Fte: <http://www.ree.es>

4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

4.1. FLUJO DE CARGAS

4.1.1. INTRODUCCIÓN

En cualquier estudio de planificación u operación de un sistema eléctrico de potencia surge la necesidad de resolver lo que se conoce como un problema de flujo de potencia o flujo de cargas. Esto consiste en obtener el estado estacionario del sistema eléctrico de potencia modelado por un conjunto de nudos interconectados por líneas de transporte, en donde generadores y cargas inyectan y extraen potencia de los nudos. El flujo de cargas es la herramienta fundamental para estudiar un sistema de transporte o de distribución en régimen permanente y para poder tomar las medidas oportunas, tanto desde el punto de vista de la explotación (simulación de acciones sobre un sistema existente), como desde el punto de vista de la planificación (simulación de planes de expansión futuros).

La obtención de las tensiones nodales desconocidas a partir de las potencias y aquellas tensiones que sean conocidas, es el objetivo primordial de los cálculos. Una vez obtenidas éstas, el cálculo de cualquier otra variable como los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos (líneas, transformadores, reactancias y condensadores) resulta muy sencillo.

En la resolución del flujo de cargas se asume que las potencias de las cargas son conocidas y su valor constante. Esta suposición está en concordancia con las características propias de la demanda de los consumidores. En efecto, por un lado la demanda de potencia es predecible dentro de un determinado margen de precisión, lo que justifica que su magnitud pueda ser tomada como dato de este problema de análisis. Por otra parte, su variación a lo largo del tiempo es (normalmente) lenta, por lo que es razonable tomar un valor constante.

4.1.2. ECUACIONES DEL FLUJO DE POTENCIA

El problema de flujo de potencia se plantea en un sistema trifásico equilibrado. Por lo tanto se realizará el análisis sobre un circuito equivalente monofásico. Los elementos del sistema se representan por su modelo en régimen permanente.

Sea $S_i = S_{Gi} - S_{Di}$ donde S_{Gi} es la potencia compleja generada (inyectada) en el nudo i y S_{Di} potencia compleja demandada en el nudo i .

Si se considera el neutro como referencia, se pueden relacionar las intensidades inyectadas en los nudos con las tensiones nodales (fase-neutro), mediante las ecuaciones que se obtienen en el análisis nodal del circuito.

Estas ecuaciones son:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{\text{nodal}} \mathbf{U}$$

Donde

\mathbf{I} es el vector de intensidades inyectadas en los nudos

\mathbf{U} es el vector de tensiones nodales, y

$\mathbf{Y}_{\text{nodal}}$ es la matriz de admitancias nodales.

La ecuación que corresponde al nudo i resulta ser,

$$I_i = \sum_{k=1}^n Y_{ik} \cdot U_k$$

Siendo n el número de nudos del sistema eléctrico.

Por otra parte

$$S_i = U_i \cdot I_i^*$$

$$S_i = U_i \left(\sum_{k=1}^n Y_{ik} \cdot U_k \right)^* = U_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* \cdot U_k^*$$

Las ecuaciones complejas anteriores pueden ser desarrolladas en ecuaciones de coeficientes reales, utilizando coordenadas rectangulares o polares.

Procedemos, pues, a realizar el desarrollo en polares.

$$U_i \cdot U_k^* = U_i \cdot U_k (\cos \theta_{ik} + j \sin \theta_{ik})$$

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

$$Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$$

$$S_i = P_i + jQ_i$$

$$P_i = \sum_{k=1}^n U_i U_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (1)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n U_i U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (2)$$

donde P_i es la potencia activa del nudo i y Q_i la potencia reactiva del nudo i

4.1.3. TIPOS DE NUDOS

En un sistema de n nudos se tienen 2n ecuaciones de la forma (1) y (2).

Obsérvese que a cada nudo i están asociadas 2 ecuaciones y cuatro magnitudes eléctricas: el módulo de la tensión U, el argumento de la tensión θ , la potencia activa inyectada P y la potencia reactiva inyectada Q. En cada ecuación 2 variables han de ser independientes (conocidas) y las restantes serán variables dependientes (desconocidas). Se clasifican los nudos en tres categorías relacionadas directamente con las magnitudes que se especifican como datos.

Nudos de generación o nudos PV. En un nudo de generación, la potencia activa y el módulo de la tensión pueden tomarse como datos del problema (variando la válvula de admisión de la turbina se puede ajustar la potencia activa generada y variando la corriente de excitación del alternador se puede ajustar la tensión). Por lo tanto se denomina nudo PV a aquel en que tanto la potencia activa como el módulo de la tensión sean variables especificadas, e incógnitas la potencia reactiva y el ángulo de tensión.

Nudos de carga o nudos PQ. Son los nudos en los que se conoce el consumo tanto de activa como de reactiva y en los que o bien no hay generación, o bien existe generación pero se supone fija y se toma como dato (es el caso de pequeños generadores sin regulador de tensión). Se denomina nudo PQ a aquel en que tanto la potencia activa como la reactiva sean variables especificadas. En consecuencia, las variables incógnitas son el módulo y el ángulo de la tensión nodal.

Nudo oscilante o nudo balance. Si de todos los nudos de un sistema una parte fuesen nudos PQ y el resto nudos PV, resultaría que todos los valores P_i serían datos del problema, lo cual es incompatible con la exigencia de balance de potencia activa (obsérvese que esto no ocurre para la reactiva que no está especificada en los nudos PV). En efecto, el balance de activa queda expresado con la siguiente igualdad:

$$\sum_{i=1}^n P_i = \sum_{i=1}^n P_{Gi} - \sum_{i=1}^n P_{Di} = P_{perd} \quad (3)$$

Las pérdidas de activa, P_{perd} , no pueden saberse de antemano (de hecho, su valor es uno de los resultados que se obtienen al resolver el problema del flujo de cargas), por lo que no todas las P_i pueden tomarse como datos, hay que dejar al menos una de ellas como incógnita. Como las potencias de las cargas se conocen de antemano (son datos), debe quedar algún generador con su potencia activa generada sin especificar. Este nudo generador pasa a denominarse nudo oscilante. En lugar de la potencia activa se especifica el argumento de la tensión que se toma como 0, de este modo se tiene un ángulo de referencia para los argumentos de las tensiones en el resto de nudos del sistema.

Este nudo suele ser el de un generador importante o un nudo de interconexión del sistema en estudio con el exterior (con el resto del sistema eléctrico).

Se denomina nudo oscilante a aquel en el que se especifican el módulo y el argumento de la tensión y cuyas variables incógnitas son la potencia activa y reactiva.

4.1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Se trata de resolver un problema de $2n$ incógnitas reales, para lo que se dispone de $2n$ ecuaciones algebraicas reales no lineales dadas por (1) y (2). La resolución del problema se puede dividir en dos etapas.

Primera etapa

Obsérvese que las ecuaciones correspondientes al nudo oscilante proporcionan dos de las incógnitas (potencia activa y reactiva del nudo oscilante) ya de forma explícita en función de las tensiones de los nudos. Por tanto, esas ecuaciones no intervienen en el proceso iterativo que hay que seguir en una primera etapa, que consiste en resolver las restantes $(2n-2)$ ecuaciones, implícitas y no lineales, con $(2n-2)$ incógnitas. Del mismo modo, las expresiones de potencia reactiva (2) correspondientes a los nudos PV proporcionan de forma explícita las potencias reactivas que son incógnitas en tales nudos. El sistema queda reducido a $(2n - n_G - 1)$ ecuaciones, donde n_G es el número de nudos PV, incluyendo al de referencia.

Para la solución iterativa del sistema anterior deben asignarse unos valores iniciales a las tensiones nodales, para lo cual puede servir la solución de un flujo de cargas anterior. Lo más habitual y menos arriesgado, sin embargo, es utilizar lo que se conoce como perfil plano, que

consiste en hacer cero el argumento de la tensión para todos los nudos y 1 p.u. la tensión para los nudos de consumo.

En los cálculos de flujos de carga se emplean técnicas iterativas: los procedimientos de Gauss-Seidel y de Newton-Raphson. El método de Newton-Raphson resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia hasta que los errores ΔP y ΔQ en todas las barras caen dentro de los límites especificados. El método de Gauss-Seidel resuelve las ecuaciones del flujo de potencia en coordenadas rectangulares (variable compleja) hasta que las diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra son lo suficientemente pequeñas. Ambos métodos se basan en las ecuaciones de admitancia de barra.

Los estudios basados en la industria de hoy en día emplean, por lo general, el método de Newton-Raphson. Este último es confiable en su convergencia, más rápido desde el punto de vista computacional y más económico en los requisitos de almacenamiento de información.

Consideración de restricciones

Para que el problema tenga significado práctico, todas las variables que intervienen, tanto las que son datos como las que se determinan como solución del problema, han de satisfacer las restricciones impuestas por las limitaciones físicas de los equipos y por las condiciones de funcionamiento adecuado del sistema. En los siguientes puntos se indican y comentan tales límites o restricciones.

- Los módulos de las tensiones en los nudos han de cumplir la desigualdad

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \quad i=1,2,\dots,n$$

Los equipos del sistema de energía eléctrica están diseñados para funcionar a una determinada tensión nominal, con variaciones permitidas dentro de un margen de tolerancia que está especificado en los procedimientos de operación. En el nudo oscilante y en los nudos PV se especifican los módulos de las tensiones dentro de los límites correspondientes. En los nudos PQ, una vez resuelto el problema, habrá que comprobar si las tensiones resultantes están dentro de los límites correspondientes. Si no es así, está claro que el funcionamiento del sistema en las 'condiciones simuladas' no sería correcto y habrá que realizar las modificaciones oportunas en las variables tomadas como datos de partida.

- Los argumentos de las tensiones en los nudos han de cumplir la desigualdad

$$|\theta_i - \theta_k| \leq |\theta_i - \theta_k|^{\max} \quad i,k=1,2,\dots,n$$

Lo anterior equivale a decir que las potencias activas, a través de las líneas (P_{ik}), no deben superar un valor máximo impuesto por su límite de estabilidad estática. En el caso de rebasamiento de límites, cabe idéntico comentario al expuesto al final del punto anterior.

- Debido a las limitaciones físicas de los generadores, los valores de P_{Gi} están sometidos a las restricciones

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad i=1,2,\dots,n$$

En los nudos PV se especificarán las potencias P_{Gi} dentro de los límites correspondientes, teniendo en cuenta además que ha de satisfacerse el balance de potencias activas (generadas igual a demandadas más pérdidas). Aunque este último ajuste no podrá hacerse hasta que no se haya resuelto el problema y hayan sido, por tanto, calculadas las pérdidas y la potencia del nudo oscilante. La potencia activa total a generar ha de ser 'repartida' entre los distintos generadores; con algún criterio como puede ser el de optimizar los costes de producción.

- También debido a las limitaciones físicas de los generadores, los valores de las potencias reactivas generadas están sometidos a las restricciones

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad i=1,2, \dots, n$$

En los nudos PV se tienen en cuenta esos límites durante el proceso de resolución (iterativo). Es decir, se comprueba en cada iteración si se superan o no los límites correspondientes, pero siempre durante el proceso de resolución. Esa es la diferencia entre el tratamiento habitualmente dado a esta restricción y el tratamiento dado a las comentadas en los puntos anteriores.

Segunda etapa

En la segunda etapa se pueden obtener los flujos de carga por las líneas y transformadores. Las pérdidas totales del sistema pueden calcularse, una vez hallada la potencia del nudo oscilante, bien mediante la suma de las inyecciones de todos los nudos con la ecuación (3), o bien como la suma de las pérdidas de cada elemento si solo se quiere contabilizar una determinada zona.

4.2. CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS

Será necesario estudiar el sistema en condiciones de cortocircuito ya que según la normativa aplicable, la capacidad de evacuación de los nudos donde existe generación de energía eólica puede quedar restringida por valores relacionados con las corrientes de cortocircuito. Además las cargas de un nudo deben garantizar una calidad mínima en la onda de tensión y estos valores suelen estar relacionados a través de diferentes expresiones con las corrientes de cortocircuito por lo que también en estos casos la capacidad de suministro puede verse afectada para garantizar la calidad de tensión necesaria.

4.2.1. INTRODUCCIÓN

Se dice que se ha producido un cortocircuito o falta cuando, de manera voluntaria o fortuita, dos conductores entre los que existe una diferencia de potencial se ponen en contacto o cuando un conductor en tensión, en un sistema con el neutro puesto a tierra, toca una pieza conductora unida a tierra o cuando toca el suelo mismo.

La mayoría de las fallas o cortocircuitos en las líneas aéreas son originadas por las descargas atmosféricas (rayos), que dan como resultado el flameo de los aisladores. La alta tensión o voltaje, entre un conductor y la torre aterrizada que lo sostiene, origina la ionización que provee de una trayectoria a tierra para la carga inducida por la descarga atmosférica. Una vez que se establece la trayectoria ionizada a tierra, la baja impedancia a tierra resultante permite el flujo de corriente de potencia desde el conductor a la tierra y, a través de la tierra, al neutro aterrizado de un transformador o generador, y se completa de esta forma el circuito.

Se distinguen los siguientes tipos de cortocircuito (ver figura 4):

- Cortocircuito trifásico equilibrado.
- Cortocircuito monofásico (o fase a tierra).
- Cortocircuito fase-fase.
- Cortocircuito fase-fase-tierra.

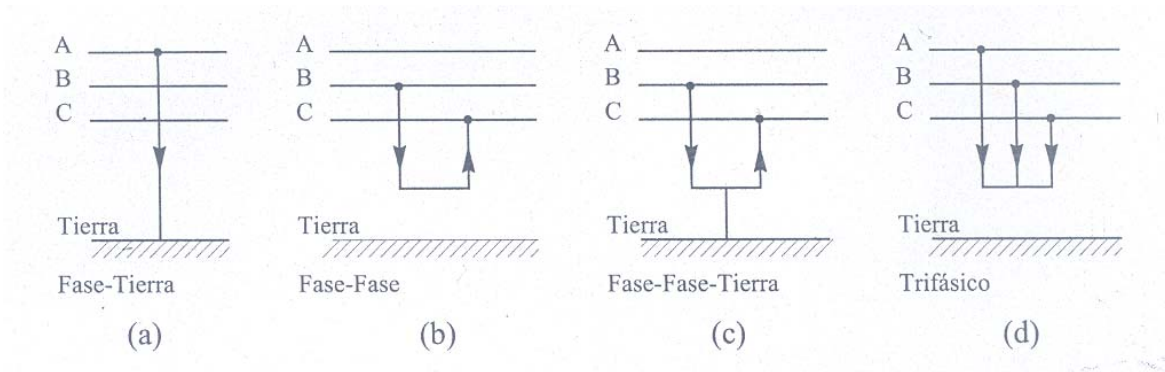


Figura 4. Tipos de cortocircuitos. Fte: "Sistemas de energía eléctrica" Barrero, F.

Con excepción del caso trifásico, todas las faltas anteriores originan un desbalance de fases y por lo tanto, se les llama faltas asimétricas. En un cortocircuito trifásico, las tres fases presentan cargas iguales y, por tanto las corrientes de cortocircuito están desfasadas entre sí 120° , independientemente de si el punto de cortocircuito está unido a tierra. Por ello, en los cortocircuitos trifásicos, el cálculo de las corrientes de cortocircuito se realiza únicamente para una fase. En este apartado se va a detallar como calcular los cortocircuitos trifásicos equilibrados.

La experiencia ha mostrado que entre el 70 y 80% de los cortocircuitos en líneas de transmisión son fallos monofásicos, seguido por el fallo fase-fase, el fase-fase-tierra y, por último con el 5%, el fallo trifásico equilibrado. Generalmente, los fallos que dan lugar a mayores corrientes son los equilibrados; como, por otro lado, son los más fáciles de analizar, son los que con más frecuencia se estudian en la práctica.

El análisis de una red eléctrica en condiciones de cortocircuito ha de llevarse a cabo tanto en la planificación como en la explotación de un sistema eléctrico. Los objetivos que persigue y el grado de dificultad que conlleva un análisis de cortocircuito son bien distintos. En instalaciones industriales de media y baja tensión (con estructura típicamente radial) el objetivo será calcular la máxima corriente de cortocircuito (normalmente trifásico) para en función de su valor, seleccionar adecuadamente los conductores y soportes, atendiendo a su límite térmico, y para determinar el poder de corte de los interruptores que han de instalarse, así como el ajuste de los valores de disparo de los relés correspondientes. En las redes de transporte (con estructura típicamente mallada) interesa calcular la intensidad de cortocircuito en cualquier punto de la red, ante cualquier tipo de fallo, principalmente para determinar el adecuado ajuste de los relés de protección.

4.2.2. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

En el desarrollo de la falta, dependiendo del instante en que se produzca ésta, puede aparecer una componente de continua de decaimiento exponencial. Dicha envolvente, antes de estabilizarse en un régimen permanente, sufre en las proximidades de los generadores un decaimiento en un periodo que llamamos transitorio. Los valores típicos de las intensidades de este periodo se estudian considerando un régimen senoidal permanente en el que, como reactancias de los generadores próximos, se consideran sus reactancias transitorias, X'_G . Previamente a este periodo puede incluso distinguirse un periodo de decaimiento más rápido conocido como periodo subtransitorio, gobernado por las reactancias subtransitorias X''_G .

Pasados estos períodos, la senoide se estabiliza en un régimen permanente en el que los generadores se consideran con sus reactancias síncronas X_G .

Las faltas simétricas, pese a ser poco frecuentes, resultan de especial interés en tanto que usualmente producen las mayores intensidades de cortocircuito. De especial relevancia resultan los valores de la intensidad de cortocircuito en los instantes de actuación de los interruptores, los cuales se utilizarán para su dimensionado y en cuyo cálculo, de acuerdo a las normas, habrá que incluir tanto la componente de continua como los valores calculados para el fasor I_{cc} en el periodo subtransitorio. Para el correcto calibrado de los relés de protección pueden interesarnos los valores del fasor I_{cc} tanto en el periodo subtransitorio como en el régimen permanente.

4.2.3. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS EQUILIBRADOS

El cálculo completo de las corrientes de cortocircuito consiste en determinar la evolución temporal de las mismas, para lo cual es necesaria la resolución de las ecuaciones integro-diferenciales que rigen el comportamiento de un circuito en el dominio del tiempo. En la práctica, el problema se reduce por un lado utilizando modelos simplificadores de los elementos y por otro, calculando las componentes de alterna de las magnitudes eléctricas (tensión e intensidad), efectuando después una estimación de la evolución temporal, si es necesario, mediante la aplicación de determinadas fórmulas y coeficientes.

En cuanto a los modelos se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Los transformadores se representan por su reactancia de dispersión (la parte imaginaria de la impedancia de la rama serie del circuito equivalente). Se desprecian la resistencia de los arrollamientos, la rama paralelo del circuito equivalente y los desfases de los transformadores Δ -Y.
- Las líneas de transmisión se representan por sus reactancias serie (esta suposición es admisible en líneas de transporte pero no en media, ni baja tensión). Se desprecian la resistencia serie y la admitancia paralelo. Al producirse un cortocircuito trifásico, entran en consideración corrientes muy superiores y tensiones inferiores a las correspondientes al régimen normal de funcionamiento. Esto justifica las omisiones de las capacidades frente a las inductancias, ya que las energías de los campos eléctricos pierden importancia frente a las de los campos magnéticos.
- Las máquinas síncronas se representan mediante el modelo formado por una fuente de tensión y su reactancia subtransitoria, transitoria o síncrona, según proceda. Se desprecian las resistencias de los arrollamientos y los efectos de los polos salientes y de la saturación.
- Casi siempre se desprecian todas las impedancias de las cargas que no correspondan a máquinas rotativas ya que las intensidades del fallo son mucho mayores que las de las cargas.
- Los motores síncronos tienen reactancias análogas a las de los generadores. Cuando tiene lugar un cortocircuito en los terminales de un motor, éste deja de recibir energía eléctrica de la línea de alimentación, pero el devanado de excitación permanece energizado y la inercia mecánica de su rotor y de la carga mecánica acoplada al eje hacen que continúe girando durante un pequeño periodo de tiempo. Se comporta, en consecuencia, como un generador.
- Los motores de inducción se desprecian normalmente o se representan del mismo modo que las máquinas síncronas.

Haciendo uso de los modelos comentados, el cálculo de la componente de alterna requiere resolver el circuito en régimen permanente senoidal y condiciones equilibradas, con la configuración correspondiente al cortocircuito. La aplicación del teorema de Thévenin permite la obtención directa de la corriente en el punto de fallo a partir únicamente de la tensión en dicho punto antes del fallo. Según, este teorema, un sistema de energía eléctrica genérico podrá ser representado, a efectos de cálculos de corriente de cortocircuito, por su equivalente Thévenin, por fase, respecto al punto donde se produce el cortocircuito. Dicho equivalente será, en general, distinto según se considere el régimen subtransitorio, transitorio o permanente de cortocircuito, por existir diferencias en las reactancias de los generadores en los distintos regímenes aludidos, no así en las reactancias de los demás elementos del sistema cuyos valores se consideran constantes.

Más concretamente, la impedancia del equivalente Thévenin puede considerarse formada por una parte correspondiente a todos los generadores síncronos del sistema ($Z_G' = R_G + jX_G'$, $Z_G'' = R_G + jX_G''$, $Z_G = R_G + jX_G$, según el periodo de estudio) en serie con una parte debida al resto de elementos del sistema ($Z_r = R_r + jX_r$). Se tendrá así una impedancia $Z_{CC}' = Z_G' + Z_r$, $Z_{CC}'' = Z_G'' + Z_r$ ó $Z_{CC} = Z_G + Z_r$ según el régimen de cortocircuito considerado. El valor de la fuente de tensión del equivalente Thévenin es igual al valor de la tensión en el nudo considerado antes del fallo y su determinación puede llevarse a cabo mediante uno de los siguientes procedimientos: por cálculo mediante la ejecución de un flujo de cargas; ó considerando la simplificación de despreciar el estado de carga y considerando todas las tensiones de la red antes del fallo iguales a $1 \angle 0^\circ$ p.u.

Las corrientes en cada uno de estos regímenes se calcularían mediante las expresiones:

$$I_{CC}' = \frac{U_{th}}{Z_{CC}'}, \quad I_{CC}'' = \frac{U_{th}}{Z_{CC}''}, \quad I_{CC} = \frac{U_{th}}{Z_{CC}}$$

Cuando el cortocircuito se produce en un punto suficientemente alejado de los generadores, las impedancias internas de los mismos pierden influencia frente a las de las líneas y transformadores, de forma que son menos acusados los periodos subtransitorio y transitorio. En el caso límite, $Z_{CC}' = Z_{CC}'' = Z_{CC}$ y, por tanto, $I_{CC}' = I_{CC}'' = I_{CC}$.

En cualquier caso, lo más frecuente es efectuar el cálculo correspondiente al período subtransitorio. Posteriormente, la aplicación del principio de superposición permite obtener las corrientes en los elementos del sistema y las tensiones en los demás nudos, sumando a las magnitudes de corriente y tensión del régimen previo al cortocircuito los incrementos que experimentan estas magnitudes como consecuencia del fallo.

4.2.4. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

En relación con un nudo de una red eléctrica en el que se produzca un cortocircuito trifásico, se denomina potencia de cortocircuito al producto

$$S_{CC} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{CC} \quad (4)$$

siendo U_N el valor eficaz de la tensión nominal (línea-línea) en el nudo de red considerado e I_{CC} la corriente de cortocircuito correspondiente a aquel punto.

Un dispositivo interruptor con capacidad para cortar corrientes de cortocircuito debe tener capacidad de ruptura mayor o igual que la potencia de cortocircuito de la red en el punto de instalación.

En cuanto a los valores deseables de S_{cc} , existen intereses contradictorios. Por un lado interesa S_{cc} pequeña para limitar la intensidad de cortocircuito y por tanto las capacidades de corte necesarias en los interruptores. Por otro lado interesa S_{cc} grande, como medida de la rigidez de la tensión en el punto y para tener mayores capacidades de evacuación y suministro en los nudos de la red. En la práctica encontramos que S_{cc} crece con la interconexión de sistemas, así como con los niveles de tensión de los que tratemos.

5. ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON PSS/E

Los cálculos prácticos del proyecto se llevan a cabo con el programa denominado PSS/E, Power System Simulator for Engineering, que es un conjunto de programas destinados al modelado y estudio de sistemas eléctricos de potencia. El programa puede analizar el comportamiento de los sistemas tanto en régimen permanente (flujos de cargas) como ante perturbaciones (cortocircuitos), aplicaciones utilizadas en este proyecto.

La comunicación entre el usuario y el programa se hace mediante interface gráfica y una serie de actividades definidas, permitiéndose la elección de las mismas, ahorrando esfuerzos y laboriosas horas de programación. En este apartado, que pretende ser un tutorial para el uso del programa, se incluye la información necesaria para realizar un flujo de cargas, la obtención de las corrientes de cortocircuito, los pasos a seguir para obtener los análisis de contingencias y la definición de las limitaciones de producción y consumo que serán las actividades que se llevarán a cabo en el sistema de estudio.

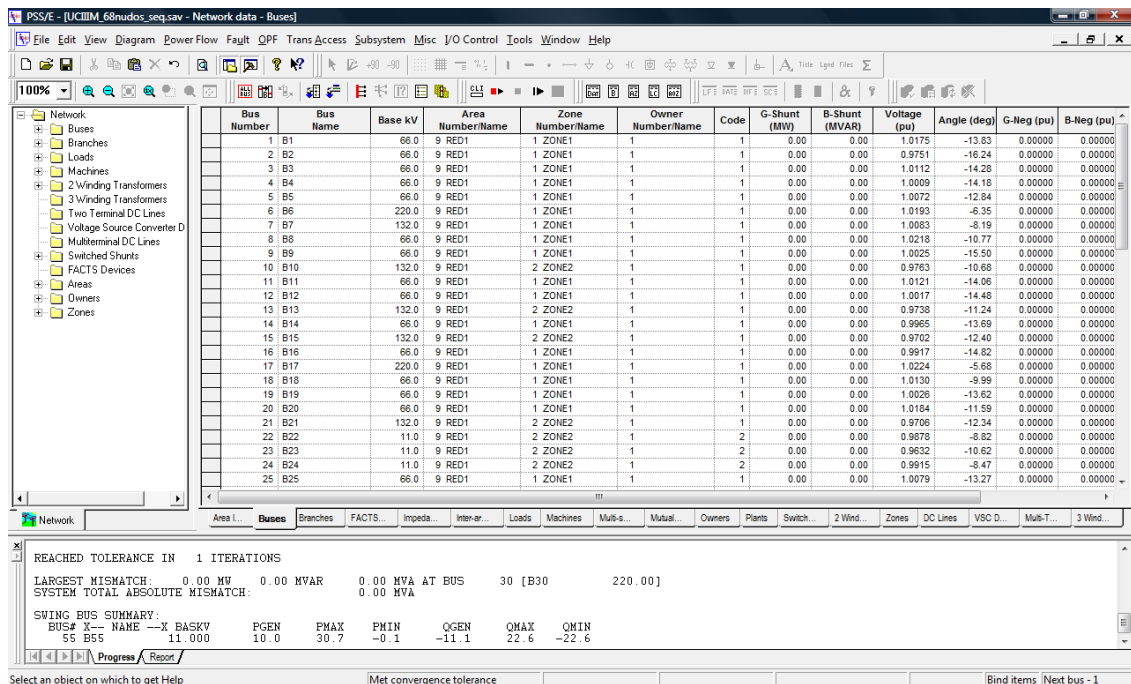


Figura 5. Entorno del PSS/E.

5.1. MODELADO DEL SISTEMA

El software necesita obtener del usuario los datos que definen al sistema de estudio, para ello se deberán introducir los parámetros de los elementos que forman el sistema. Estos parámetros serán:

- Nudo (Buses): elemento de referencia en el sistema. Posee identificador numérico, permite asignarse un nombre, un propietario y zona del sistema en la que se encuentra. Se modela mediante los datos de tensión base, su tensión (en p.u.), ángulo y reactancias

- o condensadores conectados al nudo. Con el objeto de poder resolver el flujo de cargas, habrá que indicar si es un nudo de tipo PV, PQ u Oscilante.
- Líneas eléctricas (Branches): son los conductores encargados de dirigir la electricidad por el sistema conectando los diferentes nudos entre sí. Su modelado incluye un identificador de las líneas existentes, los nudos que une, la conexión o desconexión de la línea al sistema, la resistencia y reactancia serie, así como los datos de secuencia necesarios en el cálculo de cortocircuitos. También hay que especificar los datos de la capacidad térmica permanente de la línea necesaria para el cálculo de sobrecargas.
 - Transformadores (2 Winding trans): modifican los niveles de tensión entre los diferentes nudos del sistema, para ello será necesario especificar el nivel de tensión primario y secundario, además de los valores de resistencia y reactancia de cortocircuito expresados en p.u. Al igual que en el caso de las líneas habrá que definir la capacidad térmica del transformador y se podrá añadir información de las tomas de regulación del equipo.
 - Generadores (Machines): se necesita definir previamente una central (Plant) sobre la que incluiremos los datos del generador o generadores asociados a la central. Se debe especificar la potencia activa generada, la potencia activa máxima y mínima y los límites de funcionamiento de reactiva del grupo (potencia reactiva máxima y mínima). También se pueden introducir los datos del transformador elevador del grupo. El funcionamiento o no de un grupo se selecciona mediante la pestaña de estado (status).
 - Cargas (Loads): se utilizan para modelar las demandas existentes en cada nudo del sistema. Se indica el nudo al que está conectada la carga, la potencia activa y la reactiva demandada por la carga. Al igual que los otros elementos se podrá indicar que la carga esta o no activa mediante la pestaña indicativa de su estado (status).

Además de todos los elementos indicados se pueden introducir más parámetros que permitan caracterizar el sistema como pueden ser las áreas y las zonas que básicamente serán agrupaciones de nudos y elementos que permitirán separar un sistema eléctrico en diferentes parte para analizar, por ejemplo, determinados nudos en función por ejemplo de su situación geográfica.

5.2. FLUJOS DE POTENCIA

El flujo de carga es la herramienta básica en el estudio de la red de transporte. El análisis representa una situación estática, es decir, se plantea una hipótesis de estudio y se estima la demanda esperada para el estudio, para ello se programa la generación manteniendo la premisa de que la generación debe ser igual al consumo (incluyendo las pérdidas de transporte del sistema).

La información necesaria para que el PSS/E pueda obtener los resultados del flujo de potencia es la configuración de la red de sistema analizado. El modelado del sistema, como ya se especifico en el apartado anterior, debe incluir la situación de los nudos en el sistema, la catalogación de los nudos con PV, PQ y oscilante en función de las variables conocidas (que también habrá que introducir en el programa) y las incógnitas a resolver. Además habrá que incluir los valores de diseño de los elementos que componen el sistema como las líneas de transporte, transformadores, generadores, etc.

Las incógnitas resueltas tras el cálculo corresponden a los niveles de tensión y argumento en los nudos del sistema estudiado, a la potencia activa y reactiva de los nudos y circulante por las líneas y las pérdidas del sistema. Para obtener todos estos resultados el PSS/E nos permite obtener informes (reports) en los que se especifican los resultados que se quieren analizar.

El flujo de cargas en PSS/E se resuelve con la actividad Solve (NSOL/FNSL/FDNS/GSLV/MSLV) que se puede encontrar en la siguiente ruta:

Powerflow => Solution => Solve (NSOL/FNSL/FDNS/GSLV/MSLV)

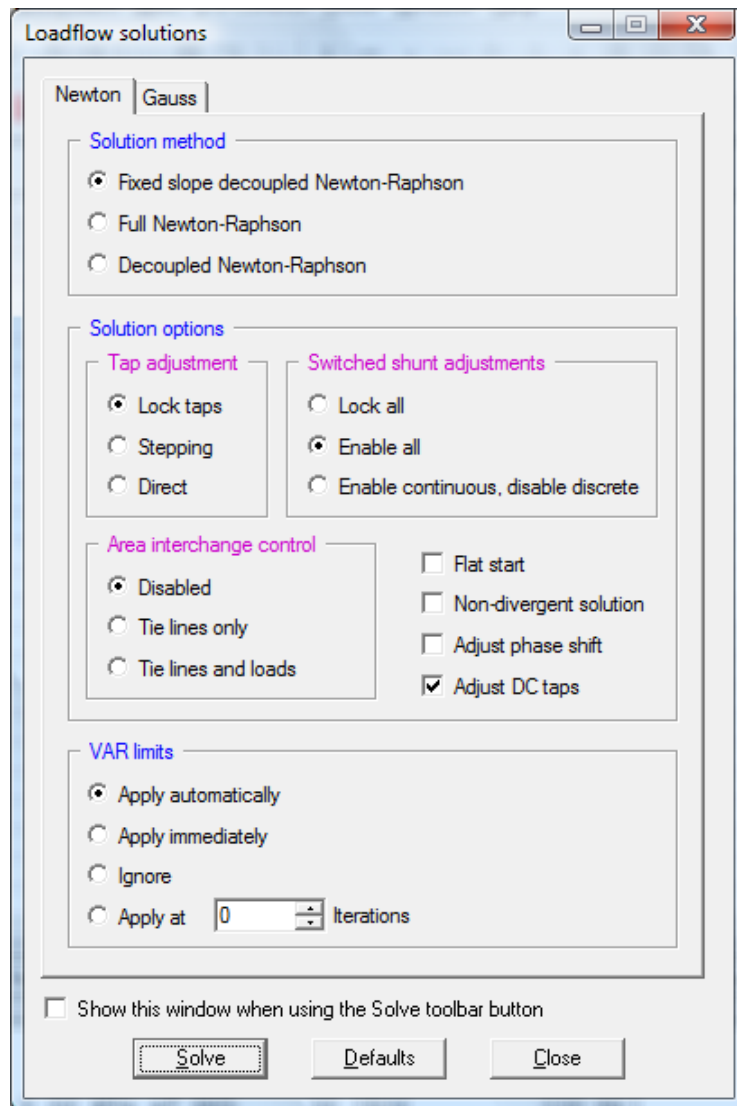


Figura 6. Pantalla con las opciones para resolver un flujo de cargas con PSS/E.

El PSS/E nos permite elegir varias opciones para resolver el sistema. El método de Gauss-Seidel presenta la ventaja de ser más robusto y converger ante sistemas con problemas en su definición, calculando la solución sin necesidad de tener que estar cercanos a los valores finales, siendo válido como primera aproximación. En el método de Newton-Raphson, para obtener la solución es necesario que exista convergencia en el caso de estudio pues es realizado un proceso iterativo hasta obtener un resultado incluido en los márgenes de tolerancia que el usuario define en las opciones. El PSS/E también nos permite seleccionar el ajuste de los transformadores con tomas. Cuando estemos utilizando transformadores con tomas deberemos seleccionar el “Tap adjustment” en la posición “Stepping o Direct”. Mientras no usemos transformadores con tomas, se mantendrán bloqueadas con “Lock taps”.

Una vez resuelto el flujo de cargas, para ver los resultados generamos un informe:

Powerflow => Reports => Bus based Reports

Este informe muestra los resultados del flujo de cargas, indicando tensiones de los nudos, ángulos, etc. (ver anexo III). Para conocer el valor de las pérdidas en cada una de las líneas, bastaría con calcular la diferencia entre la potencia que sale de un nudo y el que llega al otro. Si sumásemos las pérdidas de cada una de las líneas obtendríamos las pérdidas totales del sistema. Se pueden calcular las pérdidas totales de un área haciendo un informe de resultados por áreas.

Powerflow => Reports => Area/owner/zone totals

Existen una serie de informes que nos permiten detectar aquellas variables que se encuentren fuera de unos determinados rangos definidos por el usuario. Se pueden ejecutar con la siguiente ruta:

Powerflow=> Reports => Limit Checking Reports

El informe que detecta las líneas o transformadores que superan un determinado nivel de carga (por ejemplo el 115% de la capacidad térmica de los equipos) se denomina *Branches* (dentro de la opción Limit Checking Reports). Esta actividad permite la opción de seleccionar estudios por nudos, áreas, zonas o según niveles de tensión.

La opción *Out-of-limit bus voltaje* permite detectar los nudos del sistema que se encuentran por encima o debajo de un determinado umbral de tensión. Es posible realizar el análisis seleccionando nudos, áreas, zonas o por nivel de tensión.

5.3. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

PSSE/E calcula las corrientes que aparecen en el sistema en caso de falta. Permite su cálculo ante diferentes fallos (cortocircuitos monofásicos, bifásicos entre fases, bifásicos a tierra y trifásicos), mostrando su resultado en todos los puntos del sistema. Para obtener el cálculo de las corrientes de cortocircuito, podemos recurrir al cálculo individual de cada fallo, simulando una falta diferente en cada nudo. Esta opción es óptima cuando se hace necesario saber las contribuciones que existe a la falta, ya que el resultado mostrado por el programa detalla las corrientes que circulan por cada elemento.

Con PSS/E analizaremos las corrientes de cortocircuito que aparecen ante un fallo equilibrado (cortocircuito trifásico) por ser el de peores consecuencias para el sistema ya que se obtienen las corrientes de cortocircuito más elevadas.

La actividad ASCC “Automatic sequence fault calculation” (dentro del menú Fault) que posee PSS/E muestra los valores de las corrientes de cortocircuito que existen en los nudos de la red de estudio. Calcula los valores ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos indicando el valor de la corriente circulante por el nudo y su argumento. La potencia de cortocircuito se obtiene mediante la expresión ya conocida

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{cc}$$

Hay ocasiones en que la limitación de producción no se da por motivos de flujo de cargas sino de potencia de cortocircuito. Se da en casos de generación de régimen especial.

5.4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se define contingencia como la pérdida imprevista de elementos en un sistema de potencia, pudiendo ser contingencias simples (N-1), dobles (N-2) o de mayor grado según queden fuera de servicio uno, dos o más elementos del sistema.

La actividad ACCC “AC contingency solution” (dentro del menú Powerflow => Solution) es la herramienta que dispone el PSS/E para efectuar análisis de contingencias. Esta actividad permite detectar los problemas que se presentan en la red, tanto de cargas como de niveles de

tensión, ante la pérdida de uno o varios elementos de la misma (líneas, transformadores, grupos, dobles circuitos).

Así como las actividades anteriores se pueden ejecutar directamente, esta requiere la preparación de unos ficheros de trabajo y la ejecución de actividades preparativas previas.

Ficheros de trabajo

*.mon. *De monitorización.* En este fichero se indican aquellos elementos de los cuales queremos conocer información (monitorizar), es decir si nos limitan, que nivel de carga tienen, que energía suplementaria pueden transportar, nivel de tensión, etc...

*.con. *De contingencia.* En este fichero se indican aquellos elementos de los cuales queremos conocer las consecuencias de su fallo, líneas, transformadores, etc....

*.sub. *De subsistema.* En el caso de la actividad ACCC este fichero es optativo. Solo hay que crearlo si se hace mención a un nuevo subsistema en los ficheros *.mon y *.con.

Todos estos ficheros tienen palabras y sentencias clave. Es un poco prolijo. Para conocerlas y escribirlas bien, hay que leerse en el manual de PSS/E la forma de definir estos ficheros. En el anexo I se pueden ver los ficheros usados en el sistema de estudio.

Proceso de ejecución de la actividad.

En primer lugar hay que ejecutar una actividad que se denomina DFAX “Build distribution factor data file” (Powerflow=>Linear Network). Esta actividad construye un fichero de datos de factores de distribución en el formato requerido para poder ejecutar las utilidades de análisis lineal de redes (OTDF, DCCC, TLTG, SPIL, POLY, IMPC y LLRF) así como para la actividad de cálculo de contingencias en alterna (ACCC). Los prerrequisitos para ejecutar esta actividad son un caso convergido con un error de tolerancia aceptable y los ficheros de entrada *.sub (si lo hubiera), el *.mon y el *.con (ver figura 7).

Todo ello se procesa y se genera un fichero de salida, *.dfx. Este fichero no es legible. Esta actividad lo que hace es una “traducción” de los ficheros de entrada a un lenguaje de programa.

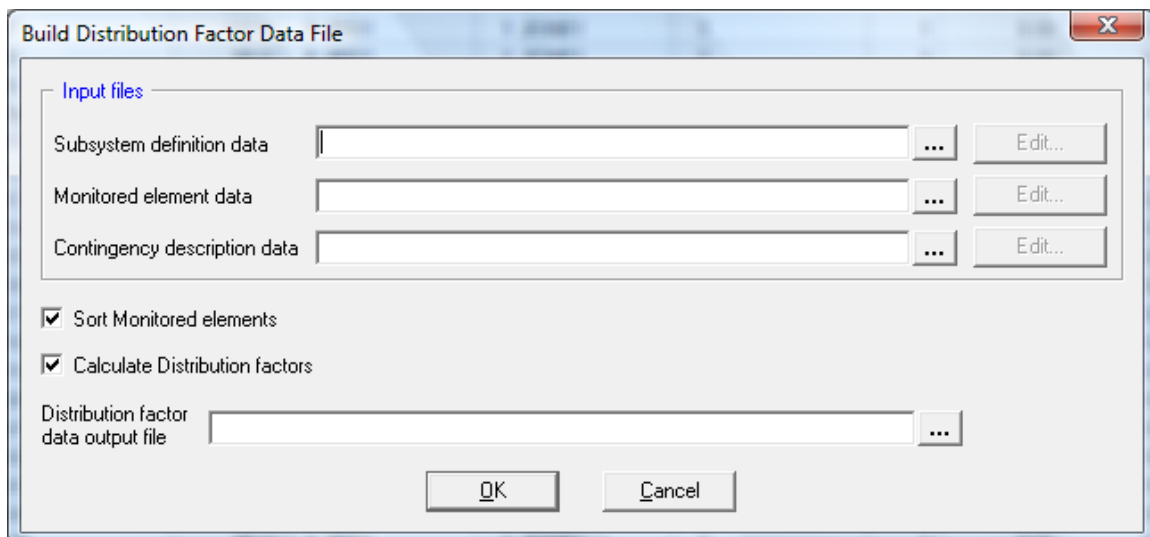


Figura 7. Pantalla de carga de datos de la actividad DFAX.

A continuación se ejecuta la actividad ACCC. Como entrada se utiliza el fichero *.dfx anterior. Como salida se genera un fichero *.acc. Este sigue sin ser legible.

Para leerlo se utiliza la actividad AC contingency report (dentro del menú Powerflow=> Reports). Esta actividad posibilita distintas alternativas de presentación de los resultados. Ver la figura 8.

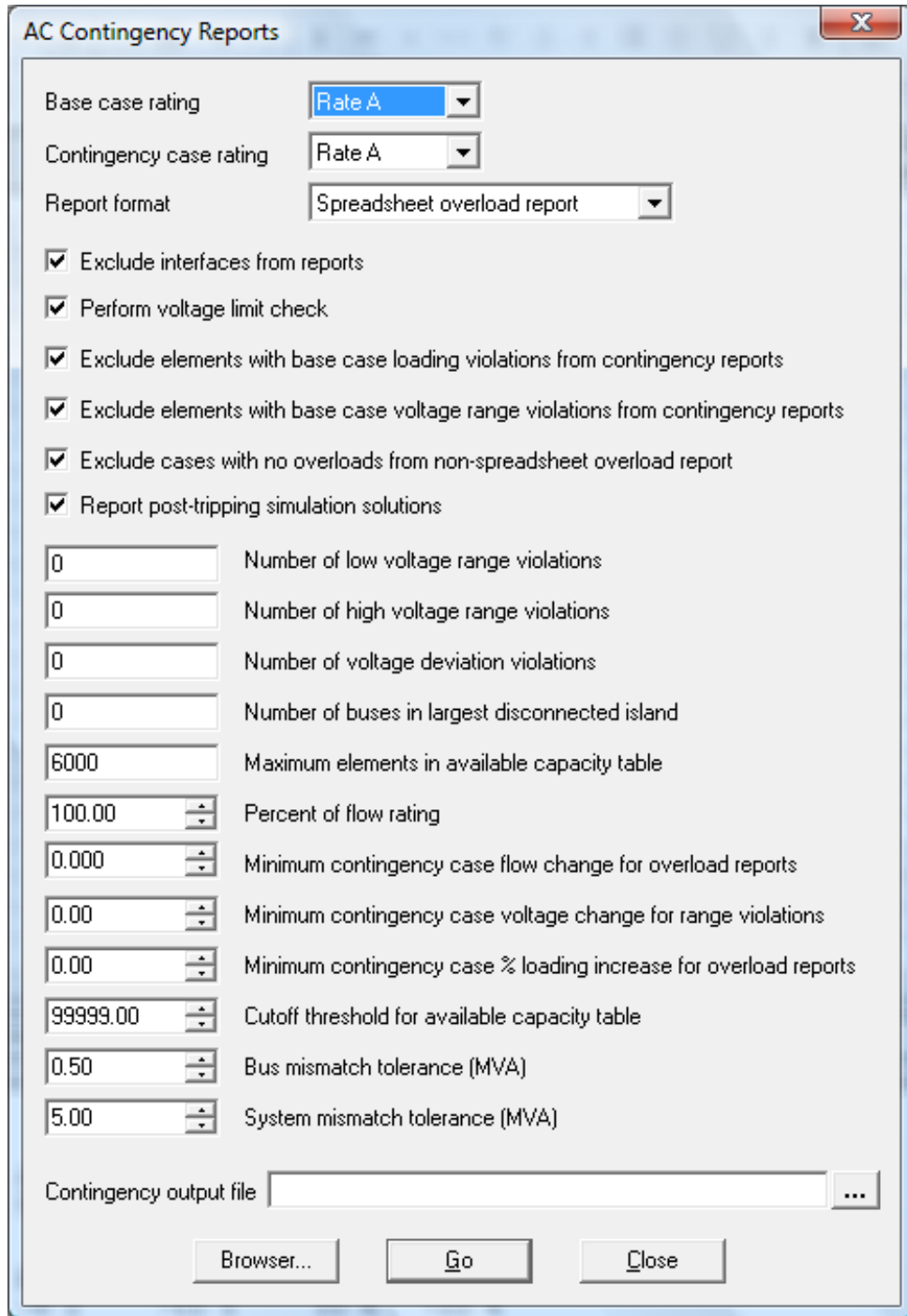


Figura 8. Pantalla de opciones para elegir el tipo de informe de la actividad ACCC

5.5. ANÁLISIS DE LIMITACIONES DE PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO

El PSS/E dispone de la actividad TLTG “Transmission interchange limits calculation” (Powerflow=>Linear Network). Esta actividad indica la capacidad de evacuación de generación o de suministro de demanda que tiene un nudo, un conjunto de nudos o una zona, en función de

las distintas limitaciones que se van presentando, tanto en N (plena disponibilidad) como en N-x (ante contingencias) y el “peso” que tiene esa limitación para las posibilidades de evacuación o suministro evaluadas indicándolo mediante el factor de distribución.

Ficheros de trabajo

**.mon. De monitorización.*

**.con. De contingencia.*

**.sub. De subsistema.* En el caso de la actividad TLTG este fichero es obligatorio. Hay que indicar el subsistema a estudiar por un lado y un subsistema “contrario” por el otro para equilibrar los movimientos de generación internos que realiza esta actividad hasta dar los resultados. Además también hay que indicar si se hace mención a un nuevo subsistema en los ficheros *.mon y *.con, como se ha comentado en la actividad ACCC.

Proceso de ejecución de la actividad.

En primer lugar hay que ejecutar la actividad que se denomina DFAX (TLTG es una actividad en continua). Esta actividad tiene como ficheros de entrada el *.sub, el *.mon y el *.con. Todo ello se procesa y se genera un fichero de salida, *.dfx. Este fichero no es legible. Esta actividad lo que hace es una “traducción” de los ficheros de entrada a un lenguaje de programa.

A continuación se ejecuta la actividad TLTG. Como entrada se utiliza el fichero *.dfx anterior. La salida genera directamente los resultados. Existen diferentes posibilidades en la elección de la presentación de resultados. Ver figura 9.

Observaciones en la ejecución de esta actividad.

Para obtener los resultados de evacuación de generación el “delta” (study system generation shift) ha de ser un valor positivo. Para obtener resultados de demanda se debe poner un “delta” en valor negativo.

En sistemas pequeños y unidos por pocas líneas es normal que salgan siempre los mismos elementos limitadores y los mismos datos tanto de capacidad de suministro o evacuación.

En aquellos nudos de los cuales queramos saber su capacidad de evacuación o de suministro y no tengan generadores hay que modelar un generador ficticio con P activa 0.1 MW y con status 1. El tipo de nudo pasara a ser 2 (nudo PV). Estas modificaciones sobre el caso de estudio son necesarias introducirlas ya que las requiere la actividad para ejecutarse y presentar resultados.

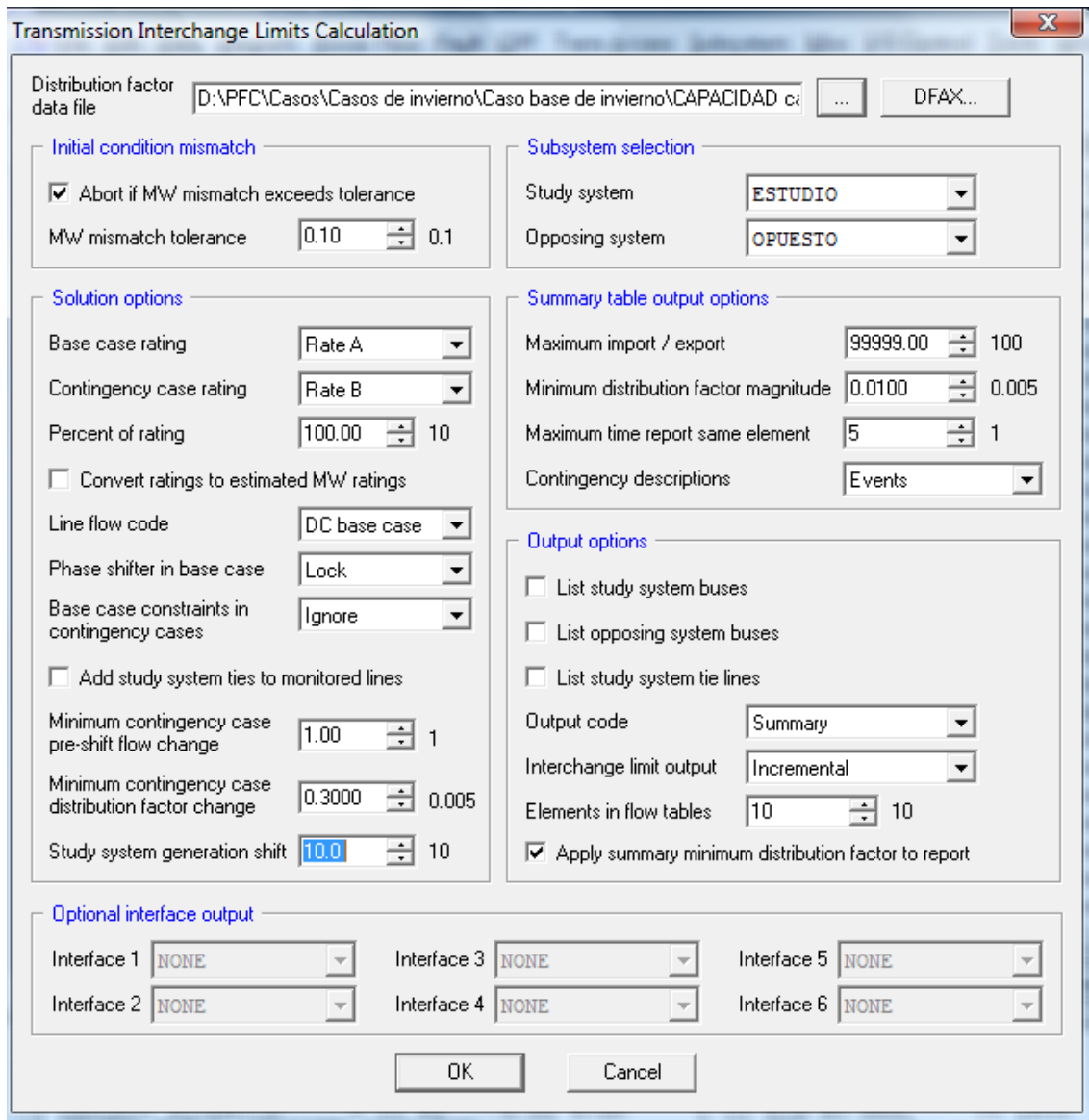


Figura 9. Opciones de resolución que presenta la actividad TLTG.

5.6. OTRAS FUNCIONALIDADES DEL PSS/E

La salida de información puede realizarse mediante informes, que por defecto son mostrados en la pantalla del ordenador, pero el PSS/E también permite sacar la información a través de una impresora para disponer de la información en soporte físico. Otra posibilidad es obtener la información en un fichero para posteriormente trabajar con los resultados obtenidos. Todas estas posibilidades se pueden seleccionar a través del menú I/O Control y posteriormente elegir el tipo de datos que se van a almacenar y la salida deseada para los datos indicados.

La actividad OPEN “Direct report output” permite indicar al PSS/E el tipo de salida (fichero, pantalla, impresora,..) que se desea para todos los informes que se vayan a generar.

La actividad PVEN “Direct Progress output” nos permite guardar en el soporte deseado todas las alarmas, eventos e informaciones sobre la evolución de los cálculos que el PSS/E nos suministra a medida que se van ejecutando actividades del programa.

En el menú I/O Control también presenta otras funcionalidades interesantes como la actividad *Star Recording* que permite obtener el código de un fichero del tipo PYTHON (*.py) o

RESPONSE (*.idv) con toda la secuencia de ejecución de actividades e informes que se vayan grabando. Esta actividad será de gran utilidad para desarrollar programas sobre tareas que sean repetitivas. Una vez obtenido el código del programa con ligeras modificaciones se podrán programar tareas en otros sistemas sin tener que repetir el proceso una y otra vez. En el anexo II se puede ver el código de un fichero Phyton.

Una vez que se tiene el código del fichero se puede ejecutar a través de la opción *Run program Automation file* (también en el menú I/O Control).

Otra de las actividades del PSS/E necesarias es la opción OPTN “Change program settings” (dentro del menú Misc). Gracias a esta actividad se definen las unidades de las variables utilizadas, el uso de coordenadas polares o rectangulares para los cortocircuitos, la frecuencia base del sistema, etc...

EL PSS/E también permite la visualización gráfica de los datos del sistema mediante un esquema de la red de estudio. Sobre el esquema se puede representar la información correspondiente a los nudos, los flujos de carga del estudio, etc. Los gráficos obtenidos pueden exportarse en el formato de imagen siendo fácilmente almacenables en el ordenador para su posterior análisis o uso en otras aplicaciones informáticas.

6. LEGISLACIÓN APLICABLE

Existe mucha normativa en forma de leyes, reales decretos y procedimientos de operación que regulan y definen el funcionamiento, desarrollo y explotación del sistema eléctrico español. En este capítulo se pretende realizar una breve exposición sobre todos los aspectos normativos que se deben tener en cuenta para determinar las capacidades de evacuación y suministro nodal en el sistema eléctrico español.

En la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, tiene como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible. En la Ley 54/1997 no se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico, por ello es considerada como la Ley de liberalización del sector eléctrico.

El Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre tiene por objeto desarrollar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico. En el R.D.1955/2000 se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Para el presente proyecto serán de especial interés los artículos del *Título IV, Capítulo I. Acceso y conexión a la red de transporte* destacando las siguientes afirmaciones que podemos encontrar en los artículos mencionados:

Tendrán derecho de acceso, a la red de transporte, los productores, los autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos, los consumidores cualificados y aquellos sujetos no nacionales autorizados que puedan realizar tránsitos de electricidad entre grandes redes (Artículo 52.1)

Este derecho solo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministro (Artículo 52.2)

Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia en el sistema eléctrico español de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal de la conexión implique una consecuente preferencia de acceso. La solución de las eventuales restricciones de acceso se apoyará en mecanismos de mercado conforme a lo establecido en los procedimientos de operación del sistema (Artículo 52.3)

La evaluación de la capacidad de acceso y la definición de los eventuales refuerzos tendrán en cuenta los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema y los planes de desarrollo de la red de transporte. Cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir las condiciones expresadas por el usuario de acuerdo con las condiciones de funcionamiento y seguridad de la red, el operador de sistema y gestor de la red de transporte podrá denegar la solicitud de acceso. Esta denegación deberá quedar suficientemente justificada y contendrá propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o de realización, si ello fuera posible, de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso (Artículo 53.6)

La determinación de la capacidad de acceso, se basará en el cumplimiento de los criterios de seguridad, regularidad y calidad de suministro, siendo el horizonte temporal el correspondiente

al último plan o programa de desarrollo aprobado. Serán de aplicación los siguientes criterios en la determinación de la citada capacidad:

- a) *Acceso para el consumo: El operador del sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red de transporte como la carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto, con la garantía de suministro establecida.*
 - b) *Acceso para la generación: El operador del sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto con la red en condiciones de disponibilidad total y el consumo previsto en el horizonte de estudio, en las siguientes condiciones:*
 - 1ª En condiciones de disponibilidad total de red, cumplimiento de los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema establecidos para esa situación.*
 - 2ª En las condiciones de indisponibilidad establecidas en los procedimientos de operación del sistema, cumplimiento de los requisitos de tensión establecidos en los mismos, así como ausencia de sobrecargas que no pudieran ser soslayadas con mecanismos automáticos de teledisparo o reducción de carga de grupos generadores.*
 - 3ª Cumplimiento de las condiciones de seguridad, regularidad y calidad referidas al comportamiento dinámico aceptable del sistema en los regímenes transitorios.*
- (Artículo 55)

El Procedimiento de Operación 12.1 *Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte*, es un desarrollo del R.D. 1955/2000, tiene como objeto establecer las condiciones y el desarrollo del proceso de acceso y del proceso de la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de la potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red. En los anexos del P.O. 12.1 se indican los datos que se deben incluir en la solicitud de acceso para los distintos tipos de generación y consumidores. Por lo que será este procedimiento el que nos informe sobre todos los pasos que hay que seguir e información que hay que suministrar para poder conectar un elemento a la red de transporte. Además de los criterios para poder acceder a la red de transporte que deben cumplir los consumidores o generadores que ya se desarrollaron en el R.D. 1955/2000, el P.O. 12.1 establece los siguientes criterios adicionales:

En la determinación de la capacidad de acceso serán de aplicación los siguientes criterios:

[...] Así como los siguientes criterios particulares para la generación:

El tiempo crítico de eliminación de cortocircuitos será superior al mínimo alcanzable, definido éste en el procedimiento de operación 11.1 “Criterios generales de protección de la red gestionada”

La potencia de cortocircuito resultante será inferior a la máxima soportable por la aparamenta, que en principio se estimará como el 85% de lo admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte existente o planificada.

Mecanismos automáticos de teledisparo de generación.-Con objeto de maximizar las posibilidades de gestión del equipo generador se admitirá la actuación de dichos dispositivos.

Criterios particulares para generadores de régimen especial.-Adicionalmente a los criterios existentes que con carácter general se aplican para el acceso a la red de una nueva instalación de generación, los generadores de régimen especial tendrán las limitaciones derivadas de la reglamentación específica para este tipo de instalaciones. (Apartado 4.2)

El Procedimiento de Operación 13.1 *Criterios de desarrollo de la red de transporte* tiene por objeto 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. Aunque entre los objetivos de este proyecto no se encuentre el desarrollo de las redes de transporte puede ser interesante conocer el P.O. 13.1 para saber qué criterios técnicos, de implantación y económicos son necesarios en el desarrollo de la red de transporte.

El Procedimiento de Operación 1.1 *Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico* tiene por objeto establecer los criterios de seguridad que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida. Este procedimiento será el que nos impondrá los límites entre los que debe de funcionar el sistema eléctrico. A continuación se exponen los puntos más relevantes del P.O.1.1:

Se pueden distinguir cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

Estado normal: Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 4.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 4.3.2.

Estado de alerta: Situación correspondiente al caso en que aún siendo adecuados los valores de las variables del sistema no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.

Estado de emergencia: Situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal. Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

Estado de reposición: Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio. (Apartado 3)

Las contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad son:

El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (grupo generador, línea, transformador o reactancia) (criterio N-1).

El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado.

En situaciones especiales cuando la puesta en práctica de las medidas de operación tras una contingencia requiera un tiempo excesivo, como puede suceder con el acoplamiento de un grupo térmico, se considerará también el fallo del mayor equipo generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema. (Apartado 4.2)

Márgenes de variación admisibles de los parámetros de control en la operación.

Funcionamiento normal del sistema (Apartado 4.3.1)

Frecuencia.-Por encontrarse el sistema eléctrico peninsular conectado al sistema europeo, los márgenes de variación de la frecuencia vendrán dados por las consignas emitidas por la UCPTE para el mantenimiento de la frecuencia.

Tensión.-Los procedimientos de control de tensión de las diferentes zonas eléctricas, vigentes en cada momento, establecerán los perfiles de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos. Estos procedimientos tienen en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes de diseño de las instalaciones y por las

condiciones de entrega de energía establecidas en los nudos frontera de la red de transporte, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.

Los criterios para el establecimiento de los niveles admisibles de la tensión en los nudos de la red de transporte se recogen en el procedimiento P.O.-1.3.

Carga.-Los niveles de carga de los elementos de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidos para las diferentes épocas del año, de acuerdo con el procedimiento P.O.-1.2.

Comportamiento del sistema frente a contingencias.-El sistema deberá mantener sus parámetros de control dentro de los límites que se indican a continuación para las siguientes contingencias: (Apartado 4.3.2)

a) Fallo simple (criterio N-1):

No se producen cortes de mercado

No se producen sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 por 100, con una duración inferior a veinte minutos.

No se producen sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, salvo en invierno, en que se admite, como criterio general, una sobrecarga máxima de un 10 por 100, respecto a su potencia nominal. Este límite puede variar en función de las características constructivas de cada transformador y de su respuesta frente a sobrecargas.

Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV	380 (95 por 100)	435 (108,7 por 100)
220 kV	205 (93 por 100)	245 (111 por 100)

b) Pérdida de líneas de doble circuito.

No se producen cortes de mercado.

No existen sobrecargas en las líneas de la red de transporte superiores al 15 por 100 de su límite térmico estacional.

No existen sobrecargas en los transformadores superiores al 20 por 100 en invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive), al 10 por 100 en verano (junio, julio y agosto) ni al 15 por 100 en los restantes meses.

Las tensiones en situación estable deben estar dentro de los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV	375 (93,75 por 100)	435 (108,7 por 100)
220 kV	200 (90 por 100)	245 (111 por 100)

c) Fallo simultáneo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de interconexión de la misma con el resto del sistema.

No se producen cortes de mercado.

Se considerará este tipo de contingencia cuando la puesta en práctica de las medidas de operación paliativas tras el fallo de un grupo requiera un tiempo muy largo, como puede suceder cuando sea necesario el acoplamiento de otro grupo térmico. En estos casos, se analizará este tipo de contingencia considerando las diferentes situaciones previstas para el sistema y, en particular, la sensibilidad del comportamiento del sistema, en caso de contingencia, frente al valor de la demanda.

El P.O.1.1. hace referencia a los procedimientos de operación 1.2 *Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador de sistema* y 1.3 *Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador de sistema*. El objeto del P.O.1.2 es establecer los criterios para determinar los niveles admisibles de carga en las líneas y transformadores de la red gestionada por el operador de sistema en régimen normal de funcionamiento. Es en este procedimiento donde se define cómo calcular la capacidad o límite térmico estacional que es la máxima capacidad de transporte de las líneas y transformadores en régimen permanente, asociada a un periodo temporal determinado. El P.O.1.3 define los criterios que se emplearán para la determinación de los márgenes admisibles de las tensiones de operación de los nudos de la red gestionada por el operador de sistema en régimen normal de funcionamiento.

Por último, indicar que el P.O.1.4 establece las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red gestionada por el operador de sistema con los agentes conectados a ella, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos frontera. En el P.O. 1.4 se indican las condiciones técnicas de entrega de la energía indicando el rango de frecuencia permisible, las tensiones en los nudos, las interrupciones de suministro permitidas, la frecuencia anual de los huecos de tensión y los rangos previsibles de variación de la potencia de cortocircuito en los nudos.

Para estudiar en detalle los Procedimientos de Operación mencionados, se pueden consultar el anexo IV.

7. SISTEMA DE ESTUDIO. CASO PRÁCTICO.

7.1. PRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO

En este apartado se realiza una presentación del sistema eléctrico que se va a analizar y sobre el que se van a obtener la capacidad de evacuación y suministro de los nudos.

7.1.1. ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA

El sistema que se va a analizar se corresponde con el sistema eléctrico Balear de las islas de Mallorca y Menorca. Ambas islas están unidas eléctricamente mediante la interconexión por cable submarino de 132 kV.

En la figura 10 se representa el esquema eléctrico del sistema que se va a analizar.

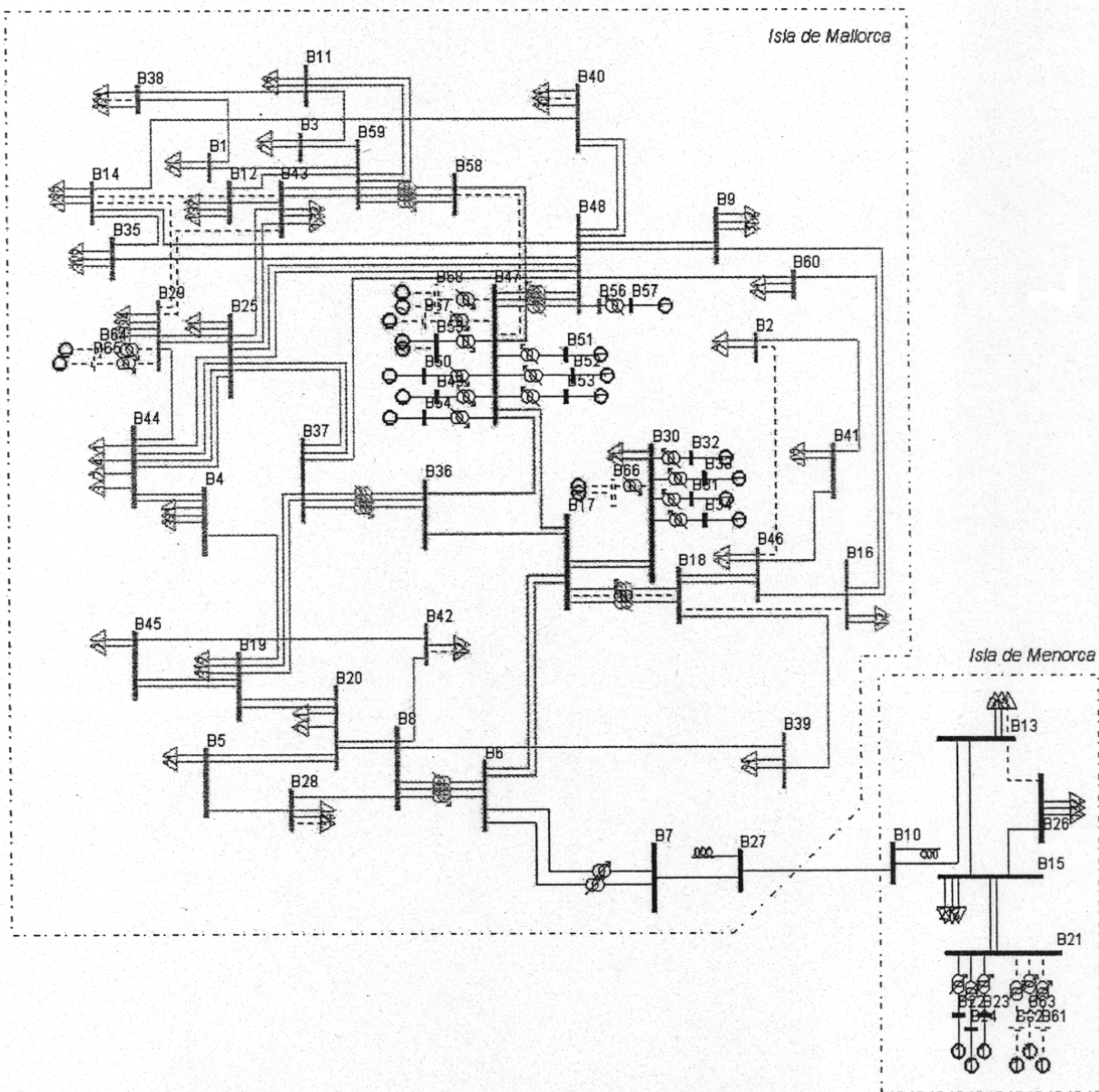


Figura 10. Esquema eléctrico del sistema estudiado.

Los elementos que aparecen en trazo discontinuo en la gráfica están desconectados del sistema. El sistema está compuesto por 68 nudos de los cuales 8 nudos permanecerán desconectados (nudos del 61 al 68) que corresponden a los generadores que no están sincronizados a la red de transporte.

En el sistema aparecen cinco niveles de tensión: 220, 132, 66, 12 y 11 kV.

En el sistema eléctrico peninsular se considera transporte al nivel de tensión igual o superior a 220 kV, sin embargo en el caso balear se considerará transporte al nivel de tensión igual o superior a 66 kV. Los nudos de tensión de 11 y 12 kV corresponden a los grupos generadores del sistema eléctrico insular.

En el nivel de tensión de 220 kV existen 6 nudos que son los nudos 6, 17, 30, 36, 47 y 58. Existen 9 líneas eléctricas cuya tensión nominal es 220 kV y que conectan estos nudos entre sí. Toda la red de transporte de 220 kV está situada en la isla de Mallorca.

En el nivel de tensión de 132 kV existen 7 nudos que son los nudos 7, 10, 13, 15, 21, 26 y 27 situados todos ellos en Menorca, excepto los nudos 7 y 27 ligados a la interconexión y que se encuentran en Mallorca. En el nivel de 132 kV hay 8 líneas eléctricas incluyendo la línea 10-27 que conecta ambas islas. En la línea de interconexión puede observarse que existe una reactancia en cada una de sus extremos para compensar el efecto capacitivo del cable.

En el nivel de tensión de 66 kV existen 32 nudos que son el 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 11, 12, 14, 16, 18, 19, 20, 25, 28, 29, 35, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 48, 56, 59 y 60. Existen un total de 65 líneas que conectan todos estos nudos entre sí. El nivel de 66 kV se encuentra íntegramente en la isla de Mallorca.

Por todo lo comentado se puede considerar que en la isla de Mallorca el nivel de transporte son los 220 y 66 kV, mientras que en Menorca la tensión de transporte es de 132 kV.

El resto de los nudos corresponden a los niveles de generación de 11 ó 12 kV y son los nudos 22, 23, 24, 31, 32, 33, 34, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 57. Los nudos 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67 y 68 también están en estos niveles de tensión pero se encuentran desconectados del sistema. En este nivel de tensión no existen líneas solamente hay transformadores elevadores (a 66, 132 ó 220 kV) de los grupos de generación para poder evacuar su energía a la red de transporte.

En el sistema existe transformación a nivel de transporte entre los niveles de 220/132 kV y 220/66 kV, no existiendo transformación entre el nivel 132/66 kV. Los 2 transformadores conectados entre los nudos 6 y 7 se encargan de realizar la transformación entre la tensión de 220 y 132 kV. Sin embargo, el cambio de tensión de 220 a 66 kV se efectúa en un total de 15 transformadores. Todos los nudos de la red de 220 kV, excepto el 47, tienen transformación a 66 kV.

En el sistema hay un total de 1326 MW instalados, 1178.1 MW en Mallorca distribuidos en 20 grupos de generación y 147.9 MW en Menorca distribuidos en 6 centrales. Las centrales del sistema son térmicas convencionales o ciclos combinados. Hay que destacar que en el sistema toda la generación en Mallorca está concentrada alrededor de los nudos 30 y 47 y en Menorca la generación se ubica en torno al nudo 21.

7.1.2. ESCENARIOS DE ESTUDIO

En el presente epígrafe se comentarán los escenarios que se van a analizar sobre el esquema del sistema eléctrico presentado en el capítulo 7.1.1 (figura 10).

Todos los escenarios presentan la misma topología o esquema eléctrico por lo que se puede considerar que estamos hablando de un caso con diferentes modificaciones para ver el efecto que tienen los cambios en determinadas variables sobre el sistema. Concretamente, se estudiará

el efecto de tienen la demanda y el cambio de la época del año sobre el estado del sistema y sobre la capacidad de evacuación y suministro de los nudos de este sistema.

Con respecto a la demanda se van a considerar 4 variaciones posibles:

- Escenario base que presentará una demanda total de 870.7 MW.
- Incremento de la demanda en un 12% en todas las cargas del sistema siendo el consumo total de 975.2 MW.
- Decremento de la demanda en un 12% en todas las cargas del sistema con un consumo total de 766.2 MW
- Incremento del consumo del 15% en las cargas de la isla de Menorca siendo la demanda total del sistema de 883.1 MW.

El cambio de estación temporal, además de los posibles cambios en el consumo eléctrico, implica que la capacidad o límite térmico de los elementos de transporte se modifique y será este efecto el que se quiere analizar. En el P.O. 1.2 del OS se establecen los criterios para determinar los niveles admisibles de carga en las líneas y transformadores.

Con respecto a la estacionalidad se considerarán 2 situaciones posibles: invierno y verano donde el límite térmico de los elementos queda en torno al 70% del caso invernal.

Por todo lo comentado anteriormente, se tendrán 8 casos de estudio que son:

- Escenario base de invierno. Caracterizado por una demanda de 870.1 MW y los elementos de transporte con un límite térmico invernal.
- Escenario de invierno con incremento de la demanda del 12%. Caracterizado por una demanda de 975.2 MW y elementos de transporte con capacidad térmica permanente invernal.
- Escenario de invierno con reducción de la demanda del 12%. Caracterizado por una un consumo de 766.2 MW y elementos de transporte con capacidad térmica permanente invernal.
- Escenario de invierno con incremento del 15% de la demanda en Menorca. Caracterizado por un aumento del 15% del consumo en todas las cargas de Menorca quedando la demanda total del sistema en 883.1 MW y elementos de transporte con capacidad térmica permanente invernal.
- Escenario base de verano. Caracterizado por una demanda de 870.1 MW y los elementos de transporte con un límite térmico veraniego reducido en un 30% con respecto al invernal.
- Escenario de verano con incremento de la demanda del 12%. Caracterizado por una demanda de 975.2 MW y elementos de transporte con capacidad térmica al 70%.
- Escenario de verano con decremento de la demanda del 12%. Caracterizado por una reducción del 12% del consumo en todas las cargas de sistema quedando en 766.2 MW y elementos de transporte con capacidad térmica al 70%.
- Escenario de verano con aumento del 15% de la demanda en Menorca. Caracterizado por una demanda total del sistema de 883.1 MW y elementos de transporte con capacidad térmica reducida en un 30%.

Hay que destacar que todos los parámetros del caso base invernal se han obtenido de una situación de operación real del sistema eléctrico balear, mientras que el resto de escenarios se han obtenido a partir del escenario base invernal.

7.2. METODOLOGIA Y CRITERIOS DE ACEPTABILIDAD

Se va a realizar un análisis para cada uno de los escenarios presentados. La forma de estudiar cada uno de los escenarios tendrá las siguientes fases:

1. Resolución del flujo de cargas del escenario.
2. Obtención de las potencias de cortocircuito nodal.
3. Análisis de contingencias del escenario.
4. Cálculo de la capacidad de evacuación y suministro para cada nudo del escenario presentado.

Una vez que se tienen los datos de cada escenario, se comparan los resultados de los diferentes escenarios para determinar cuál es el más restrictivo y el que limita la capacidad de evacuación y suministro en cada nodo de transporte. Por último se obtendrán unos valores medios nodales de capacidad para cada una de las redes de transporte.

Flujo de carga

Para poder realizar el flujo de cargas del escenario, será necesario introducir previamente todos los datos topológicos del sistema así como la distribución de las cargas por los nudos del sistema. Se realizará una estimación previa de la potencia generada por los grupos y se partirá de un perfil plano de tensiones. Posteriormente se ejecuta la actividad del PSSE que realiza las iteraciones necesarias para conseguir que el caso converja. Una vez que el caso ha quedado resuelto, se obtendrán los resultados necesarios generando los informes que sean de utilidad para su posterior análisis y presentación. En nuestro caso, se obtendrán varios informes: el flujo de cargas de todos los nodos del sistema, las pérdidas totales en el sistema, los elementos que presenten sobrecargas y las tensiones que se encuentren fuera del rango.

Algunas consideraciones que se deben tener en cuenta en el flujo de cargas son:

- Los valores entre los que deberán estar comprendidos las tensiones y las cargas por los elementos de transporte quedan definidas en los P.O. 1.1, 1.2 y 1.3 del OS. En condiciones normales de operación, en el nivel de 220 kV la tensión estará comprendida entre 205 y 245 kV (93 y 111%), eventualmente podrá bajar hasta 200 kV. Los niveles de carga de los elementos de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidos para las diferentes épocas del año.
- La resolución del flujo de cargas se va a realizar con el método de Newton-Raphson. En algunos escenarios, para conseguir que converja el caso quizás sea necesario realizar una primera aproximación a la solución final con el método de Gauss-Seidel y después volver a resolver con el método de Newton-Raphson.
- Para obtener las pérdidas de potencia activa que se producen en el sistema bastará con obtener la diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada por las cargas. Sin embargo, en las pérdidas de potencia reactiva además de la potencia reactiva inyectada por los grupos generadores y de la reactiva solicitada por las cargas hay que tener en cuenta otras fuentes que generan o consumen potencia reactiva como son los transformadores, las reactancias, las baterías de condensadores y el efecto de las líneas abiertas.

- Debido a que el PSSE no tiene en cuenta la Capacidad Térmica de Transporte a la hora de realizar el flujo de cargas de un sistema eléctrico se comprobará que los resultados de los escenarios con igual perfil de demanda son idénticos ya que tanto la topología y las cargas de ambos sistemas son idénticas, aunque lo que sí que cambiará serán las sobrecargas que se producen en los elementos de transporte. Por lo tanto y como se puede comprobar los resultados que se obtienen al realizar un flujo de cargas en los casos de estudio base de invierno y base de verano son exactamente iguales. Lo mismo sucede con los casos de invierno con un incremento de la demanda del 12% y su homólogo de verano, con los casos de invierno y verano con decremento de demanda del 12% y con los casos de invierno y verano con incremento de la demanda del 15% en el área menorquina. Lo más interesante de destacar entonces entre las diferencias estacionales del sistema, a nivel de flujo de cargas, serán el aumento de las sobrecargas que aparecen en los elementos del sistema en verano cuando se ve reducida la capacidad térmica de transporte de líneas y transformadores.

Potencias de cortocircuito

La obtención de las potencias de cortocircuito implicará obtener previamente las corrientes de cortocircuito por los nudos del sistema. Por lo que será necesario usar la actividad ASCC del PSSE que permite obtener las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico de los nudos de una red de transporte. En nuestro caso nos interesarán las corrientes de cortocircuito más elevadas que son las que se producen ante faltas trifásicas. El cálculo de la potencia de cortocircuito se obtiene a través de la siguiente expresión (4) ya vista en anteriores apartados:

$$S_{CC} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{CC}$$

Donde S_{CC} = potencia de cortocircuito en el nudo de estudio [MVA]

U_N = tensión en el nudo [kV]

I_{CC} = corriente de cortocircuito del nudo [kA]

Es importante destacar que la capacidad de evacuación o suministro de un nudo nunca debe ser superior a la potencia de cortocircuito por lo que este será un valor que pudiera limitar la capacidad de evacuación o suministro. En nuestro caso, los valores de las potencias de cortocircuito son muy superiores a los valores que se obtienen mediante los análisis de flujos de cargas sobre los elementos de la red de transporte por lo que el criterio de la potencia de cortocircuito no se tendrá en cuenta.

Sin embargo hay que destacar que para determinadas tecnologías de generación, como puede ser la eólica, se imponen criterios en los que no se le permite instalar potencia por un valor superior al 5% de la potencia de cortocircuito del nudo por lo que en este tipo de casos habría que tener en cuenta la S_{CC} . Otros valores relacionados con la potencia de cortocircuito también podrán limitar la capacidad de suministro de un nudo en función del tipo de carga que se desee instalar ya que las cargas de un nudo deben garantizar una calidad mínima en la onda de tensión y estos valores suelen estar relacionados a través de diferentes expresiones con la potencia de cortocircuito. Debido a que en este proyecto no se especifica el tipo de carga o de generación que se va a instalar en los nodos del sistema, se indicará la S_{CC} del nudo, siendo responsabilidad del agente desarrollar las restricciones en función de la calidad de onda que sean necesarias en función del tipo de carga o generación que se vaya a instalar.

Al igual que sucedía con los flujos de cargas, la potencia de cortocircuito será la misma para aquellos escenarios del estudio donde la demanda es igual, por lo que se obtendrán los mismos resultados en los casos de verano e invierno base, en los casos de verano e invierno con incremento de demanda del 12%, en los caso de invierno y verano con decremento de demanda del 12% y en los casos de invierno y verano con un incremento de la demanda del 15% en Menorca.

Análisis de contingencias

Los análisis de contingencias de cada escenario se obtienen gracias a la actividad ACCC del PSSE. Como ya se comento será necesario definir el fichero de factor de distribución de cargas (*.dfx) a partir de los ficheros de monitorización (*.mon) y contingencias (*.con). En el análisis ACCC no usaremos el fichero de subsistema (*.sub). Una vez que disponemos del fichero *.dfx, se puede ejecutar la actividad ACCC y obtener los informes (con el fichero *.acc) que nos interesen que serán las sobrecargas en los equipos de transporte y las tensiones fuera de rango que estuviesen definidas en el fichero de monitorización. También es importante destacar que realizando una correcta interpretación de los datos obtenidos de un análisis de contingencias se podrán determinar aquellos elementos que limitan notablemente la red de transporte y saber discriminar aquellas contingencias que son nefastas para el estado del sistema haciendo que se dejen de cumplir los requisitos de seguridad establecidos por el operador del sistema.

Los criterios que se van a tener en cuenta en el análisis ACCC son:

- Solo se analizará el fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (fallo N-1). Según el P.O. 1.1 del operador de sistema “las contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad son: El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (grupo generador, línea, transformador o reactancia) (criterio N-1). El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado.” Debido a que estamos tratando un sistema insular y las distancias no son largas no se considerará el fallo de los dobles circuitos (N-2) ya que son líneas inferiores a 30 Km.
- Según el P.O. 1.1 del OS ante el fallo simple se admiten sobrecargas en las líneas de hasta un 15 por 100. Sin embargo, en los transformadores no se admitirán sobrecargas ya que aunque el OS admita en invierno sobrecargas en los transformadores de hasta el 10 por 100 respecto a su potencia nominal también especifica que este valor puede variar en función de las características constructivas y de su respuesta frente a sobrecargas por lo que al no tener información sobre el comportamiento de los transformadores nos quedaremos del lado de la seguridad impidiendo la sobrecarga ante contingencias del tipo N-1.
- Según el P.O. 1.1 del OS, ante el fallo simple (contingencias del tipo N-1) las tensiones en los nudos de 220 kV deberán estar entre 205 kV (93%) y 245 kV (111%). Se emplearán los porcentajes indicados para determinar los nudos cuya tensión están fuera de los límites de seguridad establecidos.

Los resultados obtenidos del análisis de contingencias junto con los del flujo de cargas del escenario permitirán determinar el estado de funcionamiento del sistema eléctrico.

Capacidad de evacuación y suministro

La metodología para obtener la capacidad admisible en un nudo consiste en incrementar la generación en dicho nudo, al tiempo que se compensa con la correspondiente disminución de producción en otras zonas del sistema. Este proceso se sigue hasta que se alcanzan los límites por carga máxima admisible en algún elemento de la red de transporte. Este método ofrece los refuerzos de red necesarios para resolver las restricciones. La capacidad de evacuación o suministro resultante no es un valor garantizado, puesto que para ser alcanzada deberían darse los mismos supuestos de generación y consumo del escenario analizado. La actividad TLTG será la que se utilizará para determinar la capacidad de evacuación y suministro de los nudos. Previamente al cálculo de la capacidad de evacuación y suministro se tendrán que introducir las modificaciones necesarias en el caso de estudio. Posteriormente y a partir de los correspondientes ficheros de subsistema, monitorización y contingencias, se tendrá que obtener el fichero del factor de distribución de cargas necesario para cada nudo que se desee estudiar. Finalmente, se ejecutará la actividad TLTG en dos ocasiones por cada nudo: en una de las ocasiones se obtendrá todo el listado de datos correspondiente a la capacidad de evacuación y en la otra ocasión se tendrán los resultados correspondientes a la capacidad de suministro.

Se va a implementar un fichero que automatice la ejecución de la actividad TLTG debido a la enorme cantidad de simulaciones que se van a realizar. Se ha desarrollado un fichero Python (ver anexo II) que permite calcular de forma automática el fichero *.dfax por cada nudo de estudio, ejecutar la actividad TLTG para el determinar la limitación de generación y la de consumo por cada nudo y guardar todos los resultados obtenidos en ficheros de texto para su posterior análisis. Este fichero Python necesitará para su ejecución:

- los ficheros *.sub de cada nudo de estudio, el fichero *.con de contingencias y el archivo *.mon de monitorización.
- tener el caso de estudio convenientemente definido como se especificará a continuación –generadores ficticios, modificación del rate A y B de las líneas, etc.-

Una vez obtenidos los resultados en los ficheros de texto quedará la tarea de interpretar los datos que nos devuelve el PSSE discriminando los valores que no se deben tener en cuenta y aquellos que consideraremos validos. Esta tarea será muy laboriosa ya que manejaremos muchísimos datos, un cálculo rápido indica que deberemos trabajar sobre los datos de las 720 simulaciones realizadas.

45 nudos · 2 suministro y evacuación · 8 escenarios = 720 simulaciones

Los cálculos de la capacidad de evacuación y suministro del sistema analizado se han realizado bajo las siguientes premisas:

- Para cada uno de los 8 escenarios planteados, se manejará un caso de estudio modificado con generadores de 0,1 MW (denominados generadores ficticios) en los nudos donde no existe generación. Esta modificación es necesaria introducirla ya que la actividad TLTG necesita que exista al menos un generador en el nudo donde se desea calcular la capacidad de evacuación y/o suministro. El cálculo por cada nudo quedará definido en el fichero de subsistema (*.sub) donde se definirán dos sistemas: subsistema de “estudio” que se corresponderá con el nudo sobre el que se quiere calcular la capacidad y subsistema “opuesto” donde se definen los nudos del sistema que son generadores reales (ver anexo I). De esta forma, se consigue tener un único caso de estudio por cada escenario y se evita tener que definir tantos casos de estudio como nudos sin generación haya en el escenario estudiado.

- Los generadores ficticios de 0,1 MW tendrán limitada su generación de potencia reactiva a valores comprendidos entre +0,1 MVAR y -0,1 MVAR. Si no se limitase la generación de potencia reactiva de estos generadores ficticios, el PSSE intentaría generar o consumir toda la potencia reactiva necesaria con estos generadores ficticios para mantener las tensiones nodales a su valor nominal provocando aumentos del transporte de energía e incluso sobrecargas en determinadas líneas por efecto de la potencia reactiva ficticia. La limitación de la potencia reactiva de los generadores ficticios evita que se produzcan estas sobrecargas no reales del sistema.
- Según el P.O. 1.1 del OS ante el fallo simple se admiten sobrecargas en las líneas de hasta un 15 por 100. Se modificará la capacidad máxima B de las líneas (Rate B) aumentándola hasta el 115%. La capacidad máxima A de las líneas (Rate A) se mantendrá en el valor límite de la línea. A la hora de ejecutar la actividad TLTG se elegirá para el caso base el Rate A y para el caso de contingencias el Rate B (ver figura 9, en pág. 29), de esta forma para el caso base (sin contingencias) no se permitirán sobrecargas, mientras que para el caso de contingencias se permitirán sobrecargas en las líneas del 115% que es lo que nos especifican los procedimientos de operación del operador de sistema.
- Se podrán en servicio todas las líneas (y transformadores) existentes. La tarea del planificador del sistema consiste en determinar la capacidad de evacuación y/o suministro de un punto bajo el supuesto de que se dispone de todos los elementos de red de transporte ya que los descargos solicitados que puedan modificar significativamente la capacidad del sistema podrán ser denegados o aplazados esperando condiciones operativas más favorables (por ejemplo, autorizando los trabajos en fechas donde la demanda haya disminuido o programándolos en los periodos horarios de menor demanda con reposición del elemento en descargo en los periodos más conflictivos).
- Se calculará la capacidad de evacuación y suministro en los nudos de la red de transporte, que en el caso insular que nos ocupa son aquellos nudos cuya tensión nominal es igual o superior a 66 kV.
- Se analizarán los casos de disponibilidad total del sistema (que llamaremos situación N) y el caso de contingencias ante el fallo simple (situación N-1).
- No se tendrán en cuenta en los resultados del cálculo de la capacidad de evacuación y suministro aquellos elementos que se sobrecargan ante determinadas contingencias cuyos factores de distribución sean inferiores al 1% con el objeto de limitar los resultados que se obtienen al ejecutar la actividad TLTG.
- El valor más restrictivo de todos los calculados será el que determine la capacidad de evacuación o suministro del nudo estudiado ya que será este valor el primero que produciría un incumplimiento en los requisitos de seguridad del sistema.

A la hora de determinar la capacidad de evacuación o suministro no se tendrán en cuenta aquellas limitaciones que sean problemas endémicos del sistema. Existen elementos, ya en el caso base, que ante el disparo de determinadas líneas se sobrecargan de forma inaceptable dejándose de cumplir los requisitos de seguridad del sistema. Esto es debido a que el sistema analizado presenta determinadas carencias que solo podrían ser corregidas con un aumento de la capacidad de las líneas problemáticas o bien con un desarrollo de red que aliviara la carga por esas líneas. Estos problemas endémicos de los sistemas son los que deben ser corregidos por los planificadores de la red y suelen ser sus trabajos prioritarios. Sin embargo, el desarrollo de la red es un trabajo costoso en tiempo y dinero por lo que hasta que este tipo de problemas sea solucionado no se puede limitar el acceso a la red de los agentes cuando el incumplimiento ya

existe en el sistema. Los problemas endémicos de los diferentes casos se detectan mediante los análisis de contingencias.

7.3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En este epígrafe se explican las tablas y listados de datos que se mostrarán en los resultados de cada escenario. Para comprender los datos obtenidos que se mostrarán en los sucesivos capítulos, además de conocer las tablas presentadas cuyos campos son explicados en este epígrafe, se recomienda tener presente en todo momento el esquema eléctrico del sistema representado en la figura 10.

Tablas de resultados de los flujos de carga

Los resultados del flujo de cargas se presentan en forma de tabla con los siguientes campos:

- Nudo: donde se muestra el número del nodo del sistema.
- Tipo: se indica que tipo de nudo es. Los valores posibles son PV (generadores), PQ (consumidores) y el nudo oscilante (OSC). En todos los escenarios el nudo 55 se ha escogido como el nudo oscilante.
- VN: es la tensión base o nominal del nudo [kV].
- V(p.u.): indica el módulo de la tensión del nudo. Se da en valores por unidad.
- Ang: indica el argumento de la tensión del nodo [°].
- PGEN: potencia activa generada en el nudo [MW]. Este valor solo aparecerá en aquellos nudos donde existan generadores.
- QGEN: potencia reactiva generada en el nudo [MVar]. Este valor solo aparecerá en aquellos nudos donde existan generadores.
- PDEM: potencia activa consumida en el nudo o carga de potencia activa [MW]. Solo existirán valores en los nudos donde haya cargas instaladas.
- QDEM: potencia reactiva demandada por la carga [MVar]. Solo existirán valores en los nudos donde haya cargas instaladas.

No se mostrarán en los resultados de los nudos que están desconectados del sistema. Además de la tabla con los datos indicados se presentarán las pérdidas totales existentes en el sistema. Se ha decidido no mostrar los datos con los flujos de carga que circulan por todos los elementos de transporte del sistema con el objeto de limitar los resultados obtenidos (en el anexo III se pueden ver, a modo de ejemplo, los flujos que circulan por todos los elementos de transporte en el caso base de invierno). Solo se mostrarán las sobrecargas, en el caso de que existan, por las líneas o transformadores del sistema. Finalmente se realizarán los comentarios necesarios sobre el nivel de las tensiones nodales.

Tablas de resultados de las potencias de cortocircuito

Los resultados de la potencia de cortocircuito se presentan en forma de tabla con los siguientes campos:

- Nudo del sistema.
- VN(kV): Tensión nominal del nudo [kV].
- Icc (kA): Corriente de cortocircuito trifásica del nudo [kA].
- δ (°): Argumento de la Icc [°]
- Scc (MVA): Potencia de cortocircuito trifásica del nudo [MVA].

Listado de resultados de los análisis de contingencias

Los resultados que se presentarán después del análisis de contingencias serán en forma de dos listados:

Listado con las sobrecargas detectadas cuyos campos serán:

- Elem. Sobrecargado: donde se indica el elemento de transporte (línea o transformador) que queda sobrecargado.
- Contingencia: Incidencia en la red de transporte que provoca el aumento del flujo de carga que circula por el equipo sobrecargado. Las contingencias serán la apertura de líneas, de transformadores o el disparo de grupos de generación.
- Limite (MVA): capacidad o límite térmico estacional. Se define como la máxima capacidad de transporte de las líneas y transformadores en régimen permanente, asociada a un período temporal determinado [MVA].
- Flujo de carga: se indica la cantidad de potencia que circula por el elemento sobrecargado [MVA].
- % Sobrecarga: Porcentaje de carga que circula por el equipo de transporte.

Listado con las tensiones detectadas fuera de los límites establecidos. Los campos que tiene son:

- Contingencia: elemento que queda indisponible.
- Nudo: número del nodo cuya tensión esta fuera del rango establecido.
- VBASE: tensión nominal del nodo [kV].
- VINI: es la tensión que presentaba el nodo antes de que se produjese la contingencia [p.u.]
- VMAX: es la tensión límite superior establecida [p.u.]
- VMIN: es la tensión límite inferior establecida [p.u.]
- VCONT: es la tensión del nodo en régimen permanente una vez que se ha producido la contingencia [p.u.]

Tablas de resultados de la capacidad de evacuación y suministro

Los resultados de la capacidad de evacuación o suministro de un nudo se presentarán en forma de tabla cuyos campos serán los siguientes:

- Elemento limitador: Componente del sistema que presenta la capacidad de evacuación o suministro indicada en la tabla. Normalmente suele ser una línea eléctrica o un transformador.
- Cap. Evac. o SUMT.: Capacidad de evacuación o suministro total disponible para el elemento limitador [MW]. La capacidad de evacuación se expresará en valores positivos y la de suministro en valores negativos. El valor que se presenta es absoluto, si se deseara conocer el valor incremental bastaría con restar a este valor, la energía que se estuviese generando o consumiendo en el nudo de estudio.
- Pact.: Flujo de potencia activa que circula por el elemento limitador [MW].
- Límite: El Límite (o capacidad de transporte térmica) indica la potencia máxima permitida a ser transportada por el elemento limitador [MVA]. En la situación N (disponibilidad total sin contingencias) este valor será el 100% del límite térmico de la línea eléctrica, mientras que en la situación en el que se analizan las contingencias

(situación N-1) el valor se corresponderá con el 115% del límite térmico de la línea. Para transformadores, tanto en la situación N como en la N-1, este valor será el 100% de su límite térmico.

- F.D.: El Factor de Distribución indica la aportación que los incrementos de generación o consumo en el nudo estudiado produce sobre la carga del elemento limitador [%].
- Contingencia: Elemento que produce indisponibilidad sobre el sistema. Este parámetro solo aparecerá en la situación N-1, nunca en el situación N ya que en disponibilidad total no se analizan las contingencias.

Para cada escenario de estudio existen dos tablas resumen con los resultados para cada nudo de la capacidad de evacuación y suministro:

La tabla resumen de capacidad de evacuación de cada escenario tiene los siguientes campos:

- Nudo: nodo del sistema.
- VN (kV): tensión base del nudo [kV].
- Elemento limitador: elemento del sistema que limita la capacidad de evacuación ante un incremento de generación en el nudo indicado.
- C Evac (MW): Capacidad de evacuación total del nudo [MW].
- Límite (MVA): Capacidad térmica de transporte estacional [MVA].
- Contingencia: elemento de la red de transporte indisponible.

La tabla resumen de capacidad de suministro de cada escenario está compuesta por:

- Nudo: nodo del sistema.
- VN: tensión base del nudo [kV].
- Elemento limitador: elemento del sistema que limita la capacidad de evacuación ante un incremento de generación en el nudo indicado.
- SUM_T: Capacidad de suministro total en el nudo indicado [MW].
- ΔSUM: Capacidad de suministro incremental del nudo. Este valor coincidirá con el de la capacidad de suministro total en aquellos nudos donde no haya cargas instaladas. En los nudos donde hay cargas instaladas este valor se obtiene como la diferencia entre la capacidad de suministro total y la potencia activa demandada por la carga [MW].
- Límite: Capacidad térmica de transporte estacional [MVA].
- Contingencia: elemento de la red de transporte indisponible.

En estas tablas resumen, se presentan las capacidades más restrictivas de evacuación y suministro por nudo ya que es el dato que determina la capacidad del nudo. En el caso de que en las tablas resumen en el campo de contingencia aparezca el valor “situación N” esto nos estará indicando que la capacidad de evacuación o suministro del nudo queda restringida por la situación en disponibilidad total sin que se haya producido la indisponibilidad de ningún elemento.

7.4. RESULTADOS DEL ESCENARIO BASE DE INVIERNO

FLUJO DE CARGAS

Los resultados que aparecen en el escenario básico de invierno cuando se realiza el flujo de cargas aparecen recogidos en la Tabla 1:

NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}	NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}
1	PQ	66	1.018	-13.83	-	-	20.8	-1.7	31	PV	12	1.010	0.60	116.9	24.5	-	-
2	PQ	66	0.975	-16.24	-	-	17.4	-2.3	32	PV	12	1.008	0.65	118.1	22.6	-	-
3	PQ	66	1.011	-14.28	-	-	21.4	1.2	33	PV	12	1.007	-0.04	115.0	24.1	-	-
4	PQ	66	1.001	-14.18	-	-	24.5	0.1	34	PV	12	1.005	0.52	120.0	19.9	-	-
5	PQ	66	1.007	-12.84	-	-	28.0	1.5	35	PQ	66	0.997	-13.73	-	-	44.4	5.4
6	PQ	220	1.019	-6.35	-	-	-	-	36	PQ	220	1.010	-7.17	-	-	-	-
7	PQ	132	1.008	-8.19	-	-	-	-	37	PQ	66	1.012	-12.60	-	-	-	-
8	PQ	66	1.022	-10.77	-	-	-	-	38	PQ	66	1.016	-14.23	-	-	13.6	-11.6
9	PQ	66	1.003	-15.50	-	-	27.3	-5.4	39	PQ	66	1.014	-11.14	-	-	17.5	-0.9
10	PQ	132	0.976	-10.68	-	-	-	-	40	PQ	66	0.997	-13.57	-	-	41.4	2.5
11	PQ	66	1.012	-14.06	-	-	42.3	4.0	41	PQ	66	0.983	-15.15	-	-	18.3	-1.6
12	PQ	66	1.002	-14.48	-	-	50.3	9.4	42	PQ	66	1.014	-13.45	-	-	14.4	-1.1
13	PQ	132	0.974	-11.24	-	-	26.2	1.4	43	PQ	66	1.002	-14.35	-	-	64.3	4.9
14	PQ	66	0.997	-13.69	-	-	55.5	12.4	44	PQ	66	1.003	-13.95	-	-	39.4	8.6
15	PQ	132	0.970	-12.40	-	-	39.1	1.6	45	PQ	66	1.012	-14.14	-	-	11.9	-9.4
16	PQ	66	0.992	-14.82	-	-	12.2	3.8	46	PQ	66	1.006	-12.11	-	-	19.5	-0.9
17	PQ	220	1.022	-5.68	-	-	-	-	47	PQ	220	1.012	-6.53	-	-	-	-
18	PQ	66	1.013	-9.99	-	-	-	-	48	PQ	66	1.009	-12.45	-	-	-	-
19	PQ	66	1.003	-13.62	-	-	35.8	7.6	49	PV	11	1.023	-2.39	68.2	10.1	-	-
20	PQ	66	1.018	-11.59	-	-	42.7	6.3	50	PV	11	1.012	-2.32	68.3	0.7	-	-
21	PQ	132	0.971	-12.34	-	-	-	-	51	PV	11	1.034	-2.24	71.8	21.3	-	-
22	PV	11	0.988	-8.82	11.6	3.2	-	-	52	PV	11	1.020	-3.61	48.0	6.9	-	-
23	PV	11	0.963	-10.62	9.7	-2.6	-	-	53	PV	11	1.023	-3.42	51.4	9.9	-	-
24	PV	11	0.992	-8.47	12.9	4.0	-	-	54	PV	11	1.021	-3.45	50.7	8.2	-	-
25	PQ	66	1.008	-13.27	-	-	28.4	3.2	55	OSC	11	1.000	-5.88	10.0	-11.1	-	-
26	PQ	132	0.968	-12.77	-	-	17.4	0.0	56	PQ	66	1.009	-12.43	-	-	-	-
27	PQ	132	0.994	-10.11	-	-	-	-	57	PV	11	1.070	-10.11	15.5	2.7	-	-
28	PQ	66	1.013	-12.79	-	-	16.4	-3.4	58	PQ	220	1.005	-7.72	-	-	-	-
29	PQ	66	1.003	-14.01	-	-	43.3	-1.0	59	PQ	66	1.020	-13.02	-	-	-	-
30	PQ	220	1.029	-4.40	-	-	9.8	-38.3	60	PQ	66	0.992	-14.87	-	-	27.3	-1.4

Potencia total generada.....	888.0	MW	144.5	MVAr
Potencia total demandada...	870.7	MW	-5.2	MVAr
Perdidas.....	17.3	MW	191.6	MVAr

Tabla 1. Flujo de cargas para el escenario base invernal

Se observa que se ha elegido el nudo 55 como nudo oscilante. En los informes asociados obtenidos no aparece ningún elemento de transporte sobrecargado y además se puede

comprobar que la tensión de los nodos oscila entre el valor mínimo del nudo 23 de 0.963 p.u. y la máxima del nudo 57 de 1.070 p.u. por lo que se considera que todos los valores del sistema se encuentran entre los rangos adecuados.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

A continuación se muestran las corrientes de cortocircuito trifásicas que aparecen en cada uno de los nudos del escenario base de invierno (tabla 2). A partir de la corriente de cortocircuito trifásica se obtiene la potencia de cortocircuito que en determinadas circunstancias (en la generación de energía eólica) podrá ser la que determine la capacidad de evacuación y suministro máxima de un nudo.

	V_N (kV)	I_{cc} (kA)	δ (°)	S_{cc} (MVA)		V_N (kV)	I_{cc} (kA)	δ (°)	S_{cc} (MVA)
Nudo 1	66	8.31	-86.16	950	Nudo 31	12	86.67	-87.29	1801
Nudo 2	66	2.28	-75.92	260	Nudo 32	12	86.64	-87.21	1801
Nudo 3	66	6.51	-85	745	Nudo 33	12	90.55	-87.8	1882
Nudo 4	66	10.87	-80.96	1242	Nudo 34	12	87.87	-87.42	1826
Nudo 5	66	6.07	-78.86	694	Nudo 35	66	11.71	-83.67	1339
Nudo 6	220	8.05	-84.62	3066	Nudo 36	220	7.90	-84.89	3012
Nudo 7	132	5.22	-90.49	1193	Nudo 37	66	17.29	-83.84	1977
Nudo 8	66	12.92	-86.54	1476	Nudo 38	66	7.70	-83.94	881
Nudo 9	66	4.93	-87.92	564	Nudo 39	66	6.03	-87.49	689
Nudo 10	132	3.14	-81.8	718	Nudo 40	66	12.10	-82.37	1384
Nudo 11	66	9.17	-81.89	1049	Nudo 41	66	3.22	-77.22	368
Nudo 12	66	11.55	-81.37	1320	Nudo 42	66	5.11	-85.69	584
Nudo 13	132	2.99	-82.38	683	Nudo 43	66	12.53	-80.61	1433
Nudo 14	66	12.31	-83.27	1407	Nudo 44	66	14.10	-83.13	1612
Nudo 15	132	2.66	-85.72	608	Nudo 45	66	5.47	-80.81	626
Nudo 16	66	6.37	-79.29	728	Nudo 46	66	7.36	-85.08	841
Nudo 17	220	9.57	-84.47	3645	Nudo 47	220	9.70	-84.89	3694
Nudo 18	66	10.07	-88.4	1151	Nudo 48	66	16.62	-84.95	1900
Nudo 19	66	10.82	-80.58	1237	Nudo 49	11	62.83	-89.87	1197
Nudo 20	66	11.38	-85.36	1301	Nudo 50	11	62.20	-89.8	1185
Nudo 21	132	2.65	-85.91	606	Nudo 51	11	63.49	-89.71	1210
Nudo 22	11	11.40	-94.75	217	Nudo 52	11	58.41	-90.93	1113
Nudo 23	11	28.93	-96.93	551	Nudo 53	11	58.59	-90.73	1116
Nudo 24	11	11.50	-94.36	219	Nudo 54	11	58.49	-90.76	1114
Nudo 25	66	17.37	-82.89	1986	Nudo 55	11	54.42	-93.07	1037
Nudo 26	132	2.16	-85.41	494	Nudo 56	66	15.68	-83.52	1793
Nudo 27	132	3.48	-86.77	795	Nudo 57	11	24.87	-96.98	474
Nudo 28	66	5.07	-84.38	580	Nudo 58	220	6.92	-85.15	2636
Nudo 29	66	13.12	-81.43	1500	Nudo 59	66	12.83	-84.92	1466
Nudo 30	220	9.65	-84.96	3679	Nudo 60	66	6.37	-78.73	728

Tabla 2. Potencia de cortocircuito en el escenario base de invierno

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

SOBRECARGAS

En la tabla 3 se resumen las sobrecargas que se producen en el escenario base de invierno cuando se analiza el sistema ante las contingencias N-1, solamente se muestran aquellas sobrecargas en las líneas que son superiores al 115% y las sobrecargas en transformadores superiores al 100% (que son los límites máximos que establecen los procedimientos de operación del OS):

ELEM. SOBRECARGADO	CONTINGENCIA	LIMITE (MVA)	FLUJO DE CARGA	% SOBRECARGA
Línea 18-46 ckt 2	Apertura línea 18-46 ckt 1	51.0	69.6	135.0%
Línea 18-46 ckt 1	Apertura línea 18-46 ckt 2	51.0	69.3	134.3%
Línea 25-37 ckt 2	Apertura línea 25-37 ckt 1	82.0	118.0	143.1%
Línea 25-37 ckt 1	Apertura línea 25-37 ckt 2	82.0	118.0	143.1%
Trans 47-55	Apertura Trans 30-31	100.0	127.9	127.9%
Trans 47-55	Apertura Trans 30-32	100.0	129.2	129.2%
Trans 47-55	Apertura Trans 30-33	100.0	126.1	126.1%
Trans 47-55	Apertura Trans 30-34	100.0	131.1	131.1%
Línea 12-43	Apertura línea 47-58 ckt 2	62.0	86.8	158.3%
Línea 25-37 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	82.0	116.5	147.6%
Línea 25-37 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	82.0	116.5	147.6%
Línea 25-43 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	41.0	108.1	269.4%
Línea 25-43 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	41.0	108.1	269.4%
Línea 25-48 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	46.0	59.5	131.6%
Línea 25-48 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	46.0	59.5	131.6%
Trans 47-48 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	91.7	114.7%
Trans 47-48 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	91.7	114.7%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	95.7	119.6%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura trans 47-48 ckt 1	80.0	80.5	100.7%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura trans 47-48 ckt 2	80.0	80.5	100.7%
Trans 58-59 ckt 2	Apertura trans 58-59 ckt 3	80.0	80.2	100.2%

Tabla 3. Sobrecargas ante contingencias en el escenario base invernal

A continuación se comentan las contingencias mostradas:

- Estudiando la topología del nudo 46 (ver esquema eléctrico del sistema, figura 10) se puede apreciar que toda la energía que se necesita para alimentar a las cargas de los nudos 46, 41 y 2 debe pasar por 3 únicas líneas que son las líneas 18-46 circuitos 1 y 2 y la línea 16-46. Por lo que al realizar el análisis de contingencias es normal que ante el disparo de uno de los circuitos de la línea 18-46 el otro circuito quede sobrecargado, incumplándose los requisitos de seguridad del sistema.
- Estudiando el flujo de cargas del caso base (anexo II) se puede ver que el doble circuito de la línea 37-25 transporta mucha energía en el sentido del nudo 37 al 25 (ambos circuitos están al 79%, están transportando 65.5 MVA de los 82 MVA de capacidad máxima). En este sistema la generación está concentrada alrededor de los nudos 47 y 30 y hay que llevarla desde estos lugares hasta donde se produce el consumo. Debido a que la generación no está correctamente distribuida en el sistema existen algunas líneas que jugarán un papel fundamental en el transporte, es el caso de las líneas 37-25. Por lo que

- en una situación de contingencia de una de estas líneas, la otra tendrá que soportar un transporte que no podrá soportar llegando a sobrecargarse hasta el 143 %.
- Las sobrecargas en el transformador 47-55 no habrá que tenerlas en cuenta ya que aparecen en los cálculos del PSS\E debido a la elección del nudo 55 como nudo oscilante. Como el nudo oscilante solo tiene un generador, ante el disparo de uno de los transformadores de los grupos que más energía generan (grupos conectados a los nudos 31, 32, 33 y 34), es el nudo 55 (oscilante) el que debe suplir toda la generación perdida aumentando la producción del único grupo que está conectado a él. El PSS\E, para poder efectuar los cálculos, supone que toda la generación perdida debe ser entregada por el nudo oscilante y en este caso por el único grupo conectado a él, produciéndose la sobrecarga en el transformador 47-55. Esta suposición no será la que se produciría en el sistema real ya que ante el disparo de alguno de los grandes generadores (nudos 31, 32, 33 y 34), será la contribución de todo el resto de generadores conectados en el sistema la que suplirá la falta de energía y el transformador 47-55 no debería sobrecargarse. En los siguientes escenarios este tipo de sobrecargas no se van a mostrar en los resultados.
 - Como se puede ver el disparo de la línea 47-58 tiene consecuencias desastrosas para el sistema. La línea 47-58 tiene dos circuitos pero en el caso de estudio uno de estos circuitos (el CKT 1) está abierto, probablemente debido a alguna contingencia previa ya que en una situación de tanta demanda el operador del sistema no permitiría unos trabajos programados del circuito 1 de la línea 47-58. Estudiando el flujo de cargas antes de la contingencia sobre el circuito 2 de la línea 47-58, se puede observar que mucha de la energía que se transporta desde el nudo 47 al resto del sistema es evacuada por esta línea (de los 368.4 MW generados en el nudo 47, 176.4 MW salen por la línea 47-58), el disparo de la 47-58, provoca que la redistribución de flujos de carga sea tal que el nudo 25 fundamentalmente tenga que asumir una cantidad de transporte de energía que no puede soportar y muchas de las líneas conectadas a este nudo queden tan sobrecargadas que probablemente dispararían con los consiguientes pérdidas de mercado correspondientes. En esta situación no se cumplen los criterios de seguridad establecidos.
 - Otras contingencias que aparecen en el sistema son las sobrecargas que parecen en determinados transformadores cuando quedan indisponible otros transformadores que están trabajando en paralelo con los que se sobrecargan. Aunque estas sobrecargas están muy en el límite ya que los porcentajes son muy poco superiores al 100% y se pueden considerar despreciables.

TENSIONES

Según el P.O. 1.1 y 1.3 del OS, ante el fallo simple (contingencias del tipo N-1) las tensiones en los nudos de 220 kV deberán estar entre 205 kV (93%) y 245 kV (111%). A continuación se muestran los resultados de monitorizar las tensiones de los buses en el caso base de invierno:

CONTINGENCIA	NUDO	V BASE	V INI	V MAX	V MIN	V CONT
Apertura línea 10-27	27	132	0.99394	1.110	0.930	0.92705
Apertura línea 47-58 ckt 2	1	66	1.01750	1.110	0.930	0.87198
Apertura línea 47-58 ckt 2	3	66	1.01121	1.110	0.930	0.86459
Apertura línea 47-58 ckt 2	11	66	1.01208	1.110	0.930	0.86562
Apertura línea 47-58 ckt 2	12	66	1.00174	1.110	0.930	0.88403
Apertura línea 47-58 ckt 2	38	66	1.01575	1.110	0.930	0.86987
Apertura línea 47-58 ckt 2	43	66	1.00191	1.110	0.930	0.88947
Apertura línea 47-58 ckt 2	58	220	1.00464	1.110	0.930	0.84809
Apertura línea 47-58 ckt 2	59	66	1.01947	1.110	0.930	0.87441

Tabla 4. Tensiones fuera de rango en el análisis de contingencias del caso base de invierno

Se puede observar que solo dos contingencias simples hacen que las tensiones en los nudos caigan por debajo de los valores permitidos.

La apertura de la línea de interconexión 27-10 hace que la tensión en el nudo de 132 kV de la parte de Mallorca (nudo 27) este ligeramente por debajo del 93% aunque en este caso este nudo quedaría en punta sin tener que suministrar ninguna energía a ninguna carga por lo que no será muy crítica la tensión que tenga.

La otra contingencia que si que tiene una influencia importante en la caída de tensión es la pérdida de la línea 47-58. Como ya que comento, el doble circuito 47-58 es de vital importancia para el correcto suministro de las cargas conectadas a los nudos 31, 3, 11, 38, 12, 43. Si no podemos disponer de ninguna de estas dos líneas (ya que el otro circuito se encontraba ya abierto en el caso de estudio), la tensión de toda la zona caerá por debajo de los límites establecidos.

Contingencia en la línea de interconexión

El disparo de la línea 27-10 que conecta ambos sistemas implicaría que cada una de las islas debería de ser capaz de suministrar su demanda. Estudiando el flujo de cargas sin contingencias se puede observar que Mallorca exporta a Menorca 49,9 MW. En esta situación el disparo de la línea de interconexión implicaría que en el sistema de Menorca se tuviesen que generar 49 MW más (0,9 MW existen de pérdidas en la línea 27-10). Sin embargo, teniendo en cuenta las potencias máximas de los generadores conectados (a los nudos 22, 23 y 24) y la energía que están generando, vemos que en la isla de Menorca los generadores conectados solamente pueden aportar 39,73 MW más. En esta situación el Operador de Sistema tendrá que dar orden de acoplamiento a algún grupo más de la isla de Menorca (grupos conectados a los nudos 61, 62 y 63) para garantizar una reserva de seguridad en el sistema.

Por todo lo comentado anteriormente se puede afirmar que el sistema en el caso base de invierno y siguiendo los criterios de seguridad se encuentra en un **estado de alerta** que es aquella situación en la que, aún siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias. Hay que destacar que en los sistemas insulares, los criterios de seguridad son imposibles de cumplir en todas las circunstancias debido a que la red de transporte en este tipo de sistemas es bastante limitada (tiene que existir un compromiso entre coste y servicio) y además es muy complicado desarrollar interconexiones con otros sistemas eléctricos que mejorasen la calidad de servicio en los sistemas insulares.

CAPACIDAD DE EVACUACION

A continuación, y solo para este escenario, se va a describir en detalle los resultados que se han obtenido en el cálculo de la capacidad de evacuación para los nudos de la red de 132 kV que básicamente son los nudos de la isla de Menorca y los elementos de la interconexión. Para cada nudo se muestran los resultados que se obtienen en la situación de disponibilidad total (situación N) y en la situación ante fallo simple (situación N-1).

Nudo 7.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Trans 6-7 ckt 4	190.9	24.8	63	45.99
Trans 6-7 ckt 5	190.9	24.8	63	45.98
Línea 10-13	642.5	48.5	100	8.02

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 4	122.4	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Trans 6-7 ckt 5	122.4	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	126	0	63	50	Apertura línea 7-27

En el caso de que no se produzca ninguna contingencia en el sistema, la capacidad de evacuación del nudo 7 queda limitada por uno de los transformadores que unen los nudos 6 y 7 siendo la capacidad de evacuación de 190.9 MW ya que si se sobrepasase esta inyección de energía en el nudo 7, el flujo de potencia por el transformador 6-7 superaría el 100% de la capacidad térmica del transformador 6-7, incumpléndose los criterios de seguridad establecidos por el operador del sistema. En la situación N, se observa que si se consiguiese mejorar la capacidad de transformación entre los nudos 6 y 7, aumentando la capacidad térmica de los transformadores o instalando más transformadores, aumentaría notablemente la capacidad de evacuación del nudo 7 pasando a ser de 642.5 MW y quedando limitada en este caso por la línea 10-13.

En la situación N-1, vemos que la capacidad de evacuación del nudo 7 será de 122.4 MW y queda restringida cuando se alcanza el 100% de la capacidad térmica de uno de los transformadores 6-7 cuando el otro transformador 6-7 queda fuera de servicio.

La producción máxima de potencia (o capacidad de evacuación) vendrá determinada por el valor más restrictivo en cualquiera de las dos situaciones ya que los requisitos de seguridad imponen que se cumplan los criterios de seguridad en situación de disponibilidad total y ante fallos por lo que quedará establecido en 122.4 MW.

Nudo 10.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-27	161.4	48.4	100	91.98
Línea 7-27	178	49.6	114	91.98
Trans 6-7 ckt 4	190.9	24.8	63	45.99

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Línea 10-27	115	0.1	115	100	Apertura línea 10-13
Trans 6-7 ckt 5	122.4	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	122.4	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5

La capacidad de evacuación en el nudo 10 es de 115 MW. En el caso de que se estuviesen produciendo los 115 MW en el nudo 10, si se produjese la apertura de la línea que une los nudos 10 y 13 (situación N-1), aparecería una sobrecarga del 115% en la línea de interconexión entre Mallorca y Menorca (que conecta el nudo 10 con el 27) alcanzándose el valor máximo que nos imponen los criterios de seguridad del P.O.1.1.

Estudiando el esquema eléctrico del sistema (figura 10), se observa que en el nudo 10 solo hay dos líneas de transporte, la 10-13 y la 10-27, por lo que el disparo de la línea 10-13 implica que toda la energía que se genere en el nudo 10 tenga que pasar obligatoriamente por la otra línea la 10-27 por lo que el factor de distribución en esta situación será del 100% como aparece en la tabla.

Nudo 13.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-27	135	48.4	100	91.98
Línea 10-13	135.1	48.5	100	91.98
Línea 7-27	151.6	49.6	114	91.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 4	96.1	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Trans 6-7 ckt 5	96.1	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Línea 10-27	135	48.4	100	91.98	Situación N

En el caso de disponibilidad total, se alcanzaría el límite térmico de la línea 10-27 cuando se estuviesen produciendo 135 MW en el nudo 13. En la situación ante fallo simple, se produce la sobrecarga en uno de los transformadores 6-7 cuando dispara el otro transformador 6-7 y se están generando 96.1 MW en el nudo 13. La capacidad de evacuación para el nodo 13 será, por lo tanto, de 96.1 MW.

Nudo 15.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-27	122.3	48.4	100	91.98
Línea 10-13	122.4	48.5	100	91.98
Línea 15-26	136.1	2.7	82	45.29

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Línea 15-26	68.8	4.8	94.3	91.98	Apertura línea 13-15
Línea 13-15	68.8	4.8	94.3	91.98	Apertura línea 15-26
Trans 6-7 ckt 4	83.4	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5

La capacidad de evacuación del nudo 15 se queda en 68.8 MW, en la situación N-1, cuando la línea 15-26 queda sobrecargada al 115% de su capacidad térmica permanente ante el disparo de la línea 13-15.

Nudo 21.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-27	161.4	48.4	100	91.98
Línea 10-13	161.5	48.5	100	91.98
Línea 15-26	175.2	2.7	82	45.29

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Línea 15-26	107.9	4.8	94.3	91.98	Apertura línea 13-15
Línea 13-15	107.9	4.8	94.3	91.98	Apertura línea 15-26
Trans 6-7 ckt 4	122.4	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5

En disponibilidad total, la limitación de producción en el nudo 21 será de 161.4 MW ya que en estas circunstancias se alcanzaría el 100% del límite térmico de la línea de interconexión. Ante el disparo de la línea 13-15, se alcanza el 115% del límite térmico de la línea 15-26 cuando se están generando 107.9 MW en el nudo 21. Para cumplir con los criterios de seguridad se establece la capacidad de evacuación del nudo 21 en 107.9 MW.

Nudo 26.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 13-26	127.5	14.7	82	66.73
Línea 10-27	144	48.4	100	91.98
Línea 10-13	144.1	48.5	100	91.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Línea 13-26	94.3	17.4	94.3	100	Apertura línea 15-26
Línea 15-26	94.3	17.4	94.3	100	Apertura línea 13-26
Trans 6-7 ckt 4	105	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5

La capacidad de evacuación del nudo 26 queda determinada por la sobrecarga del 115% en la línea 13-26 ante el disparo de la línea 15-26 siendo de 94.3 MW. Como se observa en la figura 10, al nudo 26 solo llegan las líneas 13-26 y 15-26 por lo que el disparo de una de estas líneas implica que toda la energía que circula hacia o desde el nudo 26 deberá pasar por la otra línea siendo los factores de distribución en estas situaciones del 100%.

Nudo 27.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 7-27	176.6	49.6	114	91.98
Trans 6-7 ckt 4	189.6	24.8	63	45.99
Trans 6-7 ckt 5	189.6	24.8	63	45.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	C Evac (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 4	121.1	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Trans 6-7 ckt 5	121.1	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	125.8	0.5	63	50	Apertura línea 10-13

La capacidad de evacuación en el nudo 27 queda determinada en la situación N-1 sobrecargándose uno de los transformadores 6-7 ante el disparo del otro con un valor de 121.1 MW.

Tabla resumen con los resultados de evacuación para todos los nudos de transporte.

En la tabla 5 se muestra un resumen con los resultados del análisis realizado para todos los nodos de transporte del sistema en la situación invernal en la que la demanda es de un total de 870.7 MW.

Cuando en el campo de contingencia aparece el valor Situación N significa que la capacidad de evacuación de ese punto queda determinada por el caso en el que no se producen contingencias (caso de disponibilidad total) ante la sobrecarga del elemento que se indique en el campo elemento limitador. En el caso de que se deseara aumentar la capacidad de evacuación de un nudo en concreto bastaría con aumentar la capacidad térmica del elemento limitador que impone el límite de producción en el nudo o disminuir la carga que circula por el elemento limitador.

En cuanto a los resultados obtenidos cabe destacar que los transformadores 6-7 ligados a la interconexión Mallorca-Menorca limitan en muchas ocasiones la capacidad de evacuación.

Nudo	VN (kV)	Elemento limitador	C Evac (MW)	Límite (MVA)	Contingencia
1	66	Línea 43-59 ckt 2	62.1	47.2	Apertura línea 12-59
2	66	Línea 2-46 ckt 1	47.2	47.2	Apertura línea 2-41
3	66	Línea 43-59 ckt 2	61.5	47.2	Apertura línea 12-59
4	66	Línea 4-44 ckt 1	47.2	34.5	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 5-20 ckt 2	76.8	46.0	Apertura línea 5-20 ckt 1
6	220	Trans 6-7 ckt 4	168.0	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
7	132	Trans 6-7 ckt 4	122.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
8	66	Línea 8-20 ckt 1	42.6	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
9	66	Línea 9-16	77.9	47.2	Apertura línea 9-48 ckt 2
10	132	Línea 10-27	115.0	115.0	Apertura línea 10-13
11	66	Línea 43-59 ckt 1	40.6	47.2	Apertura línea 12-59
12	66	Línea 12-43	51.2	62.0	Situación N
13	132	Trans 6-7 ckt 4	96.1	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
14	66	Línea 14-29	21.6	46.0	Apertura línea 14-43
15	132	Línea 15-26	68.8	94.3	Apertura línea 13-15
16	66	Línea 16-60	34.6	47.2	Apertura línea 9-16
17	220	Trans 6-7 ckt 5	167.7	49.5	Apertura trans 6-7 ckt 4
18	66	Línea 16-18	64.9	51.0	Situación N
19	66	Trans 6-7 ckt 4	132.2	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
20	66	Trans 6-7 ckt 5	124.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
21	132	Línea 15-26	107.9	94.3	Apertura línea 13-15
25	66	Trans 6-7 ckt 4	139.6	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
26	132	Línea 13-26	94.3	94.3	Apertura línea 15-26
27	132	Trans 6-7 ckt 4	121.1	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
28	66	Línea 5-28	77.1	77.1	Apertura línea 8-28
29	66	Línea 14-29	53.8	46.0	Apertura línea 29-43 ckt 1
30	220	Trans 6-7 ckt 5	157.1	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
35	66	Línea 14-29	37.9	46.0	Apertura línea 14-43
36	220	Trans 6-7 ckt 5	167.6	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
37	66	Línea 25-37 ckt 2	74.1	82.0	Situación N
38	66	Línea 43-59 ckt 1	69.2	47.2	Apertura línea 12-59
39	66	Línea 8-20 ckt 1	81.4	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
40	66	Línea 14-40	41.2	92.0	Apertura línea 14-48
41	66	Línea 2-41	47.2	47.2	Apertura línea 41-46
42	66	Línea 8-42	85.1	85.1	Apertura línea 42-45
43	66	Línea 14-43	66.5	46.0	Apertura línea 29-43
44	66	Línea 29-44	28.8	46.0	Apertura línea 25-29 ckt 2
45	66	Línea 19-45 ckt 1	70.1	42.5	Apertura línea 19-45 ckt 2
46	66	Línea 16-18	49.4	58.7	Apertura línea 16-46
47	220	Trans 6-7 ckt 4	167.8	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
48	66	Línea 40-48 ckt 1	54.6	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 2
56	66	Línea 48-56	25.0	40.0	Situación N
58	220	Trans 6-7 ckt 4	167.8	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
59	66	Línea 43-59 ckt 2	81.0	47.2	Apertura línea 12-59
60	66	Línea 37-60	46.0	46.0	Apertura línea 16-60

Tabla 5. Capacidad de evacuación nodal en el escenario base invernal

Todos los nodos de la red de transporte de 220 kV ven limitada su capacidad de evacuación por uno de transformadores 6-7 ante el disparo del otro transformador que conecta los nudos 6-7.

Por lo que la solución a este problema, añadiendo más capacidad de transformación entre los nudos 6 y 7, mejoraría notablemente la capacidad de evacuación de muchos nodos.

CAPACIDAD DE SUMINISTRO

Al igual que con la capacidad de evacuación se mostrarán, solo para el escenario base invernal, los resultados en detalle para los nudos de la red de 132 kV y luego la tabla 6 con un resumen de la limitación de consumo para todos los nodos de transporte del sistema.

Nudo 7.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Trans 6-7 ckt 4	-83	24.8	63	45.99
Trans 6-7 ckt 5	-83	24.8	63	45.98
Trans 30-34	-242.3	119.8	150	12.45

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 5	-14.5	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	-14.5	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Trans 6-7 ckt 4	-67.9	31.2	63	46.76	Disparo del grupo 24

La capacidad de suministro del nudo 7 queda determinada por la sobrecarga del 100% de uno de los transformadores 6-7 ante el disparo del otro, estableciéndose en 14.5 MW.

En la situación N aparece una limitación en el transformador del grupo 34, este tipo de limitaciones no se deben tener en cuenta porque se debe saber que el transformador de un grupo estará convenientemente dimensionado y la generación de un grupo nunca sobrecargará su transformador. El PSSE da este tipo de resultados al considerar los transformadores de grupo como elementos de transporte por la forma que tiene de calcular la capacidad de suministro.

Nudo 10.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-27	-56	48.4	100	91.98
Línea 7-27	-69.9	49.6	114	91.98
Trans 6-7 ckt 4	-83	24.8	63	45.99

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 5	-14.5	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	-14.5	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Línea 10-27	-56	48.4	100	91.98	Situación N

En el caso de disponibilidad total, se alcanza el 100% del límite térmico de la línea 10-27 cuando en el nudo 10 se están consumiendo un total de 56 MW. Ante el fallo de uno de los transformadores 6-7, en el otro se carga hasta el 100%, si en el nudo 10 se están extrayendo un total de 14.5 MW. La capacidad de suministro total del nudo 10 será por tanto de 14.5 MW en la situación N-1 por la transformación entre los nudos 6 y 7.

Si se deseara aumentar la capacidad de suministro de este nudo habría que mejorar la transformación entre los nudos 6-7 pasando a quedar limitada la nueva capacidad de suministro del nudo 10 por la línea 10-27 en la situación de disponibilidad total.

Nudo 13.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-13	-82.3	48.5	100	91.98
Línea 10-27	-82.4	48.4	100	91.98
Línea 7-27	-96.3	49.6	114	91.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 4	-40.9	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Trans 6-7 ckt 5	-40.9	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Línea 10-13	-82.3	48.5	100	91.98	Situación N

El límite en el consumo del nudo 13 se queda en 40.9 MW en la situación ante fallo simple. Al igual que en el nudo 10, la mejora en la transformación entre los nudos 6 y 7, implicaría que la nueva capacidad de suministro pasase a ser a que nos impone la situación de disponibilidad total siendo en el caso del nudo 13 de 82.3 MW por la sobrecarga en la línea 10-13.

Nudo 15.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-13	-95	48.5	100	91.98
Línea 10-27	-95.1	48.4	100	91.98
Línea 7-27	-109	49.6	114	91.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 5	-53.6	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	-53.6	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Línea 10-13	-95	48.5	100	91.98	Situación N

La capacidad de suministro del nudo 15 se queda en 53.6 MW por alcanzar una carga del 100% uno de los transformadores 6-7 ante el disparo del otro transformador 6-7.

Nudo 21.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-13	-55.9	48.5	100	91.98
Línea 10-27	-56	48.4	100	91.98
Línea 7-27	-69.9	49.6	114	91.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 5	-14.6	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	-14.6	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5

Línea 10-13	-55.9	48.5	100	91.98	Situación N
-------------	--------------	------	-----	-------	-------------

El suministro para el nudo 21 para cumplir con los requisitos de seguridad será de 14.6 MW, en la situación N-1, que nos impone la transformación entre los nudos 6 y 7.

Nudo 26.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 10-13	-73.4	48.5	100	91.98
Línea 10-27	-73.5	48.4	100	91.98
Línea 7-27	-87.3	49.6	114	91.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 5	-32	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	-32	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Línea 10-13	-73.4	48.5	100	91.98	Situación N

La capacidad de suministro del nudo 26 queda establecida en 32 MW por la transformación de los nudos 6 y 7 en la situación de fallo simple. Si se deseara aumentar la capacidad de suministro del nudo 26, se mejoraría la transformación entre los nudos 6 y 7 y se dispondría de un nuevo límite de consumo de 73.4 MW por la sobrecarga de la línea 10-13.

Nudo 27.

SITUACIÓN N

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)
Línea 7-27	-71.2	49.6	114	91.98
Trans 6-7 ckt 4	-84.4	24.8	63	45.99
Trans 6-7 ckt 5	-84.4	24.8	63	45.98

SITUACIÓN N-1

Elemento limitador	SUM τ (MW)	Pact (MW)	Límite (MVA)	F.D. (%)	Contingencia
Trans 6-7 ckt 4	-15.9	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 5
Trans 6-7 ckt 5	-15.9	49.5	63	91.98	Apertura trans 6-7 ckt 4
Trans 6-7 ckt 4	-69.3	31.2	63	46.76	Disparo del grupo 24

La capacidad de suministro del nudo 27 es de 15.9 MW ante el disparo de uno de los transformadores 6-7 por la sobrecarga del otro.

Tabla resumen con los resultados de la capacidad de suministro para todos los nudos

En la tabla 6 se muestra la capacidad de suministro en todos los nudos del caso base de invierno. Para obtener los valores de la tabla se ha seguido el mismo procedimiento que se ha mostrado en detalle para los nudos de la red de 132 kV.

Al igual que sucedía con la capacidad de evacuación para aumentar la capacidad de suministro de un nodo, habría que mejorar la capacidad térmica permanente del elemento limitador que este imponiendo los criterios más restrictivos del nudo en cuestión o conseguir con el desarrollo de red adecuado que el flujo de circula por el elemento limitador disminuya.

Nudo	VN	Elemento limitador	SUM _T	ΔSUM	Límite	Contingencia
1	66	Línea 11-59 ckt 1	-40.1	-19.3	47.2	Apertura línea 1-59
2	66	Línea 18-46 ckt 2	-21.8	-4.4	58.7	Apertura línea 18-46 ckt 1
3	66	Línea 11-59 ckt 2	-36.9	-15.5	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
4	66	Línea 4-44 ckt 1	-53.2	-28.7	34.5	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 8-20 ckt 1	-41.3	-13.3	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
6	220	Línea 6-17 ckt 1	-249.4	-249.4	389.9	Apertura línea 6-17 ckt 2
7	132	Trans 6-7 ckt 5	-14.5	-14.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
8	66	Trans 6-8 ckt 3	-68.7	-68.7	80.0	Apertura trans 6-8 ckt 2
9	66	Línea 16-18	-65.9	-38.6	51.0	Situación N
10	132	Trans 6-7 ckt 5	-14.5	-14.5	49.5	Apertura trans 6-7 ckt 4
11	66	Línea 11-59 ckt 2	-51.1	-8.8	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
12	66	Línea 12-59	-71.3	-21.0	71.3	Apertura línea 12-43
13	132	Trans 6-7 ckt 4	-40.9	-14.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
14	66	Línea 40-48 ckt 2	-92.5	-37.0	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
15	132	Trans 6-7 ckt 5	-53.6	-14.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
16	66	Línea 16-18	-35.0	-22.8	51.0	Situación N
17	220	Línea 17-30 ckt 2	-656.0	-656.0	778.5	Apertura línea 17-30 ckt 1
18	66	Trans 17-18 ckt 3	-75.2	-75.2	80.0	Apertura trans 17-18 ckt 2
19	66	Línea 8-20 ckt 1	-66.5	-30.7	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
20	66	Línea 8-20 ckt 1	-53.7	-11.0	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
21	132	Trans 6-7 ckt 5	-14.6	-14.6	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
25	66	Trans 47-48 ckt 3	-76.3	-47.9	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
26	132	Trans 6-7 ckt 5	-32.0	-14.6	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
27	132	Trans 6-7 ckt 4	-15.9	-15.9	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
28	66	Línea 8-20 ckt 1	-43.0	-26.6	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
29	66	Trans 47-48 ckt 3	-88.6	-45.4	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
30	220	Trans 47-48 ckt 3	-799.8	-790.0	80.0	Apertura línea 36-47
35	66	Línea 14-35	-82.8	-38.5	82.8	Apertura línea 35-48
36	220	Línea 16-18	-237.9	-237.9	58.7	Apertura línea 17-36
37	66	Trans 47-48 ckt 3	-57.7	-57.7	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
38	66	Línea 11-59 ckt 2	-24.9	-11.3	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
39	66	Línea 18-39	-94.3	-76.8	94.3	Apertura línea 8-39
40	66	Línea 40-48 ckt 2	-59.3	-17.9	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
41	66	Línea 18-46 ckt 2	-22.7	-4.4	58.7	Apertura línea 18-46 ckt 1
42	66	Línea 19-45 ckt 1	-73.2	-58.8	42.5	Apertura línea 8-42
43	66	Trans 47-48 ckt 3	-113.5	-49.2	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
44	66	Trans 47-48 ckt 3	-86.6	-47.2	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
45	66	Línea 8-20 ckt 1	-67.7	-55.8	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
46	66	Línea 18-46 ckt 2	-25.0	-5.5	58.7	Apertura línea 18-46 ckt 1
47	220	Línea 16-18	-345.7	-345.7	58.7	Apertura línea 17-36
48	66	Trans 47-48 ckt 3	-35.3	-35.3	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
56	66	Trans 47-48 ckt 3	-33.2	-33.2	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
58	220	Línea 47-58 ckt 2	-256.2	-256.2	389.9	Apertura línea 47-58 ckt 1
59	66	Trans 58-59 ckt 2	-42.2	-42.2	80.0	Apertura trans 58-59 ckt 1
60	66	Línea 37-60	-46.0	-18.7	46.0	Apertura línea 16-60

Tabla 6. Capacidad de suministro nodal en el escenario base invernal

Se puede apreciar que en todos los nudos de red de 132 kV los elementos que limitan el suministro es uno de los transformadores que unen los nudos 6 y 7, ante la indisponibilidad del otro transformador 6-7. Por lo que una mejora en la transformación 6-7, como ya se vio, además

de mejorar la capacidad de evacuación en la red de 220 kV, produciría un incremento en la capacidad de suministro para la isla de Menorca.

7.5. RESULTADOS DEL ESCENARIO INVERNAL CON INCREMENTO DEL 12% EN LA DEMANDA

FLUJO DE CARGAS

En la tabla 7 se pueden ver los resultados del escenario de invierno con aumento de demanda.

NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}	NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}
1	PQ	66	1.009	-15.04	-	-	23.3	-1.7	31	PV	12	1.010	1.26	130.9	29.7	-	-
2	PQ	66	0.962	-17.80	-	-	19.5	-2.3	32	PV	12	1.008	1.31	132.3	27.8	-	-
3	PQ	66	1.002	-15.55	-	-	24.0	1.2	33	PV	12	1.007	0.54	128.8	29.8	-	-
4	PQ	66	0.992	-15.45	-	-	27.5	0.1	34	PV	12	1.005	1.17	134.4	25.4	-	-
5	PQ	66	0.999	-13.92	-	-	31.4	1.5	35	PQ	66	0.988	-14.95	-	-	49.7	5.4
6	PQ	220	1.015	-6.56	-	-	-	-	36	PQ	220	1.005	-7.48	-	-	-	-
7	PQ	132	1.005	-8.65	-	-	-	-	37	PQ	66	1.005	-13.66	-	-	-	-
8	PQ	66	1.016	-11.57	-	-	-	-	38	PQ	66	1.007	-15.48	-	-	15.2	-11.6
9	PQ	66	0.993	-16.96	-	-	30.6	-5.4	39	PQ	66	1.008	-12.00	-	-	19.6	-0.9
10	PQ	132	0.971	-11.56	-	-	-	-	40	PQ	66	0.988	-14.78	-	-	46.4	2.5
11	PQ	66	1.003	-15.30	-	-	47.4	4.0	41	PQ	66	0.971	-16.56	-	-	20.5	-1.6
12	PQ	66	0.993	-15.78	-	-	56.4	9.4	42	PQ	66	1.006	-14.60	-	-	16.1	-1.1
13	PQ	132	0.968	-12.20	-	-	29.4	1.4	43	PQ	66	0.993	-15.64	-	-	72.0	4.9
14	PQ	66	0.988	-14.91	-	-	62.2	12.4	44	PQ	66	0.995	-15.19	-	-	44.1	8.6
15	PQ	132	0.966	-13.53	-	-	43.7	1.6	45	PQ	66	1.003	-15.37	-	-	13.3	-9.4
16	PQ	66	0.982	-16.19	-	-	13.7	3.8	46	PQ	66	0.999	-13.11	-	-	21.9	-0.9
17	PQ	220	1.018	-5.81	-	-	-	-	47	PQ	220	1.008	-6.76	-	-	-	-
18	PQ	66	1.007	-10.69	-	-	-	-	48	PQ	66	1.002	-13.49	-	-	-	-
19	PQ	66	0.994	-14.82	-	-	40.1	7.6	49	PV	11	1.023	-2.12	76.3	14.1	-	-
20	PQ	66	1.012	-12.50	-	-	47.8	6.3	50	PV	11	1.012	-2.04	76.5	4.7	-	-
21	PQ	132	0.967	-13.47	-	-	-	-	51	PV	11	1.034	-1.94	80.4	25.5	-	-
22	PV	11	0.988	-9.52	12.9	4.0	-	-	52	PV	11	1.020	-3.49	53.7	10.7	-	-
23	PV	11	0.963	-11.55	10.8	-1.2	-	-	53	PV	11	1.023	-3.27	57.6	13.7	-	-
24	PV	11	0.992	-9.12	14.5	4.9	-	-	54	PV	11	1.021	-3.30	56.8	12.0	-	-
25	PQ	66	1.000	-14.41	-	-	31.8	3.2	55	OSC	11	1.000	-5.88	13.8	-7.6	-	-
26	PQ	132	0.964	-13.96	-	-	19.5	0.0	56	PQ	66	1.002	-13.47	-	-	-	-
27	PQ	132	0.990	-10.86	-	-	-	-	57	PV	11	1.063	-10.84	17.4	3.0	-	-
28	PQ	66	1.005	-13.86	-	-	18.4	-3.4	58	PQ	220	1.000	-8.10	-	-	-	-
29	PQ	66	0.994	-15.25	-	-	48.4	-1.0	59	PQ	66	1.012	-14.11	-	-	-	-
30	PQ	220	1.026	-4.36	-	-	11.0	-38.3	60	PQ	66	0.981	-16.25	-	-	30.5	-1.4

Potencia total generada.....	997.2	MW	196.5	MVAr
Potencia total demandada...	975.2	MW	-5.2	MVAr
Perdidas.....	21.9	MW	243.2	MVAr

Tabla 7. Flujo de cargas en el escenario invernal con incremento de demanda del 12%

Comparando los resultados con el caso base de invierno se observa que la potencia total demandada ha aumentado en un 12% lo que implica un aumento de la generación para cubrir el incremento de la demanda. Destaca el notable aumento de pérdidas en la red de transporte que se produce ya que supone un 26.5% más de pérdidas que en el caso base.

Las tensiones de los nudos oscilan entre 0.962 p.u. del nudo 2 y 1.063 p.u. del nudo 57 valores muy similares a los del caso base y dentro de los valores permitidos. Por último, hay que destacar que no existen sobrecargas en líneas o transformadores del sistema.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

	V _N (kV)	I _{cc} (kA)	δ (°)	S _{cc} (MVA)		V _N (kV)	I _{cc} (kA)	δ (°)	S _{cc} (MVA)
Nudo 1	66	8.31	-86.33	950	Nudo 31	12	86.83	-86.48	1805
Nudo 2	66	2.27	-76.51	259	Nudo 32	12	86.80	-86.4	1804
Nudo 3	66	6.50	-85.35	744	Nudo 33	12	90.74	-87.06	1886
Nudo 4	66	10.87	-80.98	1242	Nudo 34	12	88.04	-86.62	1830
Nudo 5	66	6.06	-79.08	693	Nudo 35	66	11.73	-83.54	1341
Nudo 6	220	8.09	-83.84	3082	Nudo 36	220	7.95	-84.11	3029
Nudo 7	132	5.22	-90.45	1193	Nudo 37	66	17.37	-83.31	1986
Nudo 8	66	12.94	-86.27	1480	Nudo 38	66	7.70	-84.15	880
Nudo 9	66	4.92	-88.53	562	Nudo 39	66	6.02	-87.73	688
Nudo 10	132	3.14	-81.97	717	Nudo 40	66	12.12	-82.21	1386
Nudo 11	66	9.18	-81.91	1049	Nudo 41	66	3.20	-77.63	366
Nudo 12	66	11.57	-81.22	1322	Nudo 42	66	5.09	-86.16	582
Nudo 13	132	2.98	-82.56	682	Nudo 43	66	12.56	-80.35	1436
Nudo 14	66	12.33	-83.08	1410	Nudo 44	66	14.15	-82.82	1617
Nudo 15	132	2.66	-85.96	608	Nudo 45	66	5.45	-81.31	623
Nudo 16	66	6.35	-79.68	726	Nudo 46	66	7.36	-85.14	841
Nudo 17	220	9.62	-83.51	3667	Nudo 47	220	9.77	-83.95	3722
Nudo 18	66	10.08	-88.3	1152	Nudo 48	66	16.69	-84.48	1908
Nudo 19	66	10.82	-80.57	1237	Nudo 49	11	62.95	-89.44	1199
Nudo 20	66	11.40	-85.19	1303	Nudo 50	11	62.33	-89.36	1187
Nudo 21	132	2.66	-86.16	607	Nudo 51	11	63.62	-89.26	1212
Nudo 22	11	11.42	-95.3	218	Nudo 52	11	58.54	-90.64	1115
Nudo 23	11	28.98	-97.69	552	Nudo 53	11	58.72	-90.42	1119
Nudo 24	11	11.52	-94.86	219	Nudo 54	11	58.61	-90.46	1117
Nudo 25	66	17.45	-82.3	1995	Nudo 55	11	54.54	-92.91	1039
Nudo 26	132	2.16	-85.78	494	Nudo 56	66	15.72	-83.12	1798
Nudo 27	132	3.47	-86.9	794	Nudo 57	11	24.77	-97.55	472
Nudo 28	66	5.06	-84.74	579	Nudo 58	220	6.95	-84.5	2649
Nudo 29	66	13.14	-81.21	1503	Nudo 59	66	12.87	-84.64	1471
Nudo 30	220	9.71	-84.03	3699	Nudo 60	66	6.35	-79.12	725

Tabla 8. Potencias de cortocircuito en el escenario de invierno con demanda de 975.2 MW

Hay que destacar que las potencias de cortocircuito obtenidas son muy similares a las del caso base de invierno, no existiendo diferencias significativas. Como ya se comentó, es normal que los valores sean muy parecidos en ambos casos ya que las corrientes de cortocircuito que

circulan son muy superiores a las que circulan por las cargas (incluso en muchas ocasiones las corrientes por las cargas se desprecian en el cálculo de las corrientes de cortocircuito).

ANALISIS DE CONTINGENCIAS

SOBRECARGAS

ELEM. SOBRECARGADO	CONTINGENCIA	LIMITE (MVA)	FLUJO DE CARGA	% SOBRECARGA
Línea 8-20 ckt 2	Apertura línea 8-20 ckt 1	82.0	98.7	119.5%
Línea 8-20 ckt 1	Apertura línea 8-20 ckt 2	82.0	99.7	120.7%
Línea 40-48 ckt 1	Apertura línea 14-48	40.0	48.9	125.0%
Línea 40-48 ckt 2	Apertura línea 14-48	40.0	48.9	125.0%
<u>Línea 18-46 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 18-46 ckt 1</u>	<u>51.0</u>	<u>78.3</u>	<u>152.8%</u>
<u>Línea 18-46 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 18-46 ckt 2</u>	<u>51.0</u>	<u>78.0</u>	<u>152.3%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 25-37 ckt 1</u>	<u>82.0</u>	<u>131.8</u>	<u>161.2%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 25-37 ckt 2</u>	<u>82.0</u>	<u>131.8</u>	<u>161.2%</u>
<u>Línea 12-43</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>62.0</u>	<u>97.1</u>	<u>185.1%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>82.0</u>	<u>131.5</u>	<u>170.6%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>82.0</u>	<u>131.5</u>	<u>170.6%</u>
<u>Línea 25-43 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>41.0</u>	<u>121.5</u>	<u>347.7%</u>
<u>Línea 25-43 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>41.0</u>	<u>121.5</u>	<u>347.7%</u>
<u>Línea 25-48 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>46.0</u>	<u>66.5</u>	<u>153.8%</u>
<u>Línea 25-48 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>46.0</u>	<u>66.5</u>	<u>153.8%</u>
Trans 36-37 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	100.9	126.1%
Trans 36-37 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	103.3	129.2%
Trans 36-37 ckt 3	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	104.2	130.3%
<u>Trans 47-48 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>80.0</u>	<u>105.1</u>	<u>131.4%</u>
<u>Trans 47-48 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>80.0</u>	<u>105.1</u>	<u>131.4%</u>
<u>Trans 47-48 ckt 3</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>80.0</u>	<u>109.7</u>	<u>137.1%</u>
Trans 17-18 ckt 2	Apertura trans 17-18 ckt 1	80.0	80.6	100.8%
Trans 36-37 ckt 2	Apertura trans 36-37 ckt 1	80.0	81.4	101.7%
Trans 36-37 ckt 3	Apertura trans 36-37 ckt 1	80.0	82.2	102.7%
Trans 36-37 ckt 3	Apertura trans 36-37 ckt 2	80.0	82.6	103.3%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura trans 36-37 ckt 2	80.0	80.0	100.0%
Trans 36-37 ckt 1	Apertura trans 36-37 ckt 3	80.0	80.2	100.2%
Trans 36-37 ckt 2	Apertura trans 36-37 ckt 3	80.0	82.1	102.6%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura trans 36-37 ckt 3	80.0	80.2	100.2%
Trans 47-48 ckt 2	Apertura trans 47-48 ckt 1	80.0	87.2	109.0%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura trans 47-48 ckt 1	80.0	90.0	113.7%
Trans 47-48 ckt 1	Apertura trans 47-48 ckt 2	80.0	87.2	109.0%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura trans 47-48 ckt 2	80.0	90.9	113.7%
Trans 47-48 ckt 1	Apertura trans 47-48 ckt 3	80.0	88.1	110.1%
Trans 47-48 ckt 2	Apertura trans 47-48 ckt 3	80.0	88.1	110.1%
Trans 58-59 ckt 2	Apertura trans 58-59 ckt 1	80.0	89.7	112.1%
Trans 58-59 ckt 3	Apertura trans 58-59 ckt 1	80.0	88.3	110.3%
Trans 58-59 ckt 1	Apertura trans 58-59 ckt 2	80.0	87.4	109.2%
Trans 58-59 ckt 3	Apertura trans 58-59 ckt 2	80.0	89.0	111.2%

Trans 58-59 ckt 1	Apertura trans 58-59 ckt 3	80.0	86.9	108.6%
Trans 58-59 ckt 2	Apertura trans 58-59 ckt 3	80.0	89.9	112.4%

Tabla 9. Sobrecargas ante contingencias en el caso de invierno con aumento global de demanda

Se puede apreciar que el número de sobrecargas ante indisponibilidades de determinados elementos aumenta con respecto al caso base. Aparecen las mismas sobrecargas del caso base (que aparecen subrayadas en la tabla 9) pero con una carga mayor por el elemento limitador y además una serie de nuevas contingencias que se describen a continuación:

- En el caso base, el flujo de cargas por las líneas del doble circuito entre el nudo 8 y el 20 era de 50 y 46.9 MW y con el incremento de demanda el flujo pasa a ser de 56.1 y 52.1 MW por lo que en esta nueva situación ante el disparo de una de las líneas, la otra se sobrecargará.
- Vemos que la apertura de la línea 14-48 produciría sobrecargas en las líneas 40-48 ya que gran parte de la energía que transporta la línea 14-48 tendría que salir por las líneas 40-48 provocando su sobrecarga al estar ya transportando 32.9 MVA de los 40 MVA máximos que pueden alcanzar.
- La apertura del circuito 2 de la línea 47-58 produce, además de todas los problemas ya comentados, que se sobrecarguen los 3 transformadores 36-37 al estar transportando estos elementos más energía que en el caso base.
- Aparecen muchas contingencias de sobrecargas en transformadores ya que en este escenario las cargas por los transformadores han aumentado en torno al 10% aproximadamente con respecto al escenario base (como se puede apreciar estudiando los resultados obtenidos de los flujos de cargas de los dos escenarios) por lo que el disparo de un transformador hará que se sobrecarguen más fácilmente los otros transformadores conectados a los mismos nudos.

TENSIONES

Las tensiones que quedan fuera de los límites establecidos en los criterios de seguridad para el escenario invernal con un incremento de la demanda del 12% son:

CONTINGENCIA	NUDO	V BASE	V INI	V MAX	V MIN	V CONT
Apertura línea 10-27	27	132	0.99016	1.110	0.930	0.92278
Apertura línea 47-58 ckt 2	1	66	1.00921	1.110	0.930	0.83054
Apertura línea 47-58 ckt 2	3	66	1.00234	1.110	0.930	0.82210
Apertura línea 47-58 ckt 2	11	66	1.00319	1.110	0.930	0.82316
Apertura línea 47-58 ckt 2	12	66	0.99258	1.110	0.930	0.84624
Apertura línea 47-58 ckt 2	38	66	1.00694	1.110	0.930	0.82768
Apertura línea 47-58 ckt 2	43	66	0.99277	1.110	0.930	0.85263
Apertura línea 47-58 ckt 2	58	220	0.99949	1.110	0.930	0.80872
Apertura línea 47-58 ckt 2	59	66	1.01175	1.110	0.930	0.83382

Tabla 10. Tensiones fuera de rango en el análisis de contingencias del caso invernal con demanda de 975.2 MW

Son los mismos nudos en el escenario base invernal pero con valores en torno a un 4 ó 5% más bajos.

En el escenario invernal con un aumento de demanda del 12% se puede concluir que el sistema se encuentra en un estado de alerta. Destacando que este estado de alerta es todavía más

delicado ó crítico que el que nos encontrábamos en el escenario base invernal porque existen más contingencias que pueden desestabilizar el sistema.

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN

Se muestra la tabla resumen 11 con la capacidad de evacuación de los nudos con los elementos y contingencias que provocan la limitación.

Nudo	VN (kV)	Elemento limitador	C Evac (MW)	Límite (MVA)	Contingencia
1	66	Línea 43-59 ckt 2	41.9	47.2	Apertura línea 12-59
2	66	Línea 16-18	16.9	58.7	Apertura línea 16-46
3	66	Línea 43-59 ckt 2	41.2	47.2	Apertura línea 12-59
4	66	Línea 29-44	45.4	46.0	Apertura línea 25-29 ckt 1
5	66	Trans 6-7 ckt 5	58.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
6	220	Trans 6-7 ckt 5	89.8	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
7	132	Trans 6-7 ckt 4	126.0	63.0	Apertura línea 7-27
8	66	Trans 6-7 ckt 4	89.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
9	66	Línea 40-48 ckt 1	52.9	46.0	Apertura línea 35-48
10	132	Línea 10-27	115.0	115.0	Apertura línea 10-13
11	66	Línea 43-59 ckt 2	17.8	47.2	Apertura línea 12-59
12	66	Trans 6-7 ckt 5	33.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
13	132	Trans 6-7 ckt 5	99.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
14	66	Línea 14-29	13.3	46.0	Apertura línea 14-43
15	132	Línea 15-26	64.8	94.3	Apertura línea 13-15
16	66	Línea 16-60	23.9	47.2	Apertura línea 9-16
17	220	Trans 6-7 ckt 5	89.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
18	66	Línea 16-18	26.4	51.0	Situación N
19	66	Trans 6-7 ckt 4	49.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
20	66	Trans 6-7 ckt 5	40.8	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
21	132	Línea 15-26	108.5	94.3	Apertura línea 13-15
25	66	Trans 6-7 ckt 4	58.0	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
26	132	Línea 13-26	94.3	94.3	Apertura línea 15-26
27	132	Trans 6-7 ckt 4	125.8	63.0	Apertura línea 10-13
28	66	Trans 6-7 ckt 5	71.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
29	66	Trans 6-7 ckt 4	41.1	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
30	220	Trans 6-7 ckt 5	77.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
35	66	Trans 14-29	30.9	46.0	Apertura trans 14-43
36	220	Trans 6-7 ckt 5	89.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
37	66	Línea 25-37 ckt 2	39.2	82.0	Situación N
38	66	Línea 43-59 ckt 2	49.9	47.2	Apertura línea 12-59
39	66	Línea 16-18	23.1	51.0	Situación N
40	66	Línea 14-40	28.3	92.0	Apertura línea 14-48
41	66	Línea 16-18	15.9	58.7	Apertura línea 16-46
42	66	Trans 6-7 ckt 4	73.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
43	66	Trans 6-7 ckt 5	17.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
44	66	Línea 29-44	19.9	46.0	Apertura línea 25-29 ckt 1
45	66	Línea 19-45 ckt 1	69.5	42.5	Apertura línea 19-45 ckt 2
46	66	Línea 16-18	13.2	58.7	Apertura línea 16-46
47	220	Trans 6-7 ckt 4	89.6	80.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
48	66	Línea 40-48 ckt 1	38.1	46.0	Apertura línea 35-48
56	66	Línea 48-56	23.1	40.0	Situación N
58	220	Trans 6-7 ckt 4	89.5	80.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
59	66	Línea 43-59 ckt 1	62.8	47.2	Apertura línea 12-59

60	66	Línea 37-60	46.0	46.0	Apertura línea 16-60
----	----	-------------	------	------	----------------------

Tabla 11. Capacidad de evacuación de los nudos en el escenario invernal con +12% de demanda

Como era de esperar la capacidad de evacuación en el caso invernal con incremento de la demanda del 12% se ha quedado en un 71% de media con respecto al escenario base, disminuyendo en casi todos los nudos transporte.

Los nudos en los que aumenta o se mantiene la capacidad de evacuación son el 7, 10, 13, 21, 26 y 27 todos ellos en la isla de Menorca o en la interconexión. Este efecto se puede deber a que Menorca está importando más energía que en el escenario base por lo que el flujo aumentará en el sentido de Mallorca a Menorca. Entonces, se permitirá aumentar la generación en Menorca para contrarrestar este flujo importador más elevado de las líneas de interconexión.

Se puede observar que el nudo 8 también aumenta significativamente su capacidad de evacuación debido a que en este escenario no se ha tenido en cuenta a la hora de evaluar la capacidad de evacuación las sobrecargas en las líneas 8-20 ante el disparo de la otra línea paralela. En el análisis de contingencias del escenario se vio que este era un problema endémico del sistema para este escenario, mientras que para el escenario base invernal este problema no aparecía y era precisamente el circuito 8-20 el que limitaba la capacidad de evacuación del nudo 8. Si en este escenario se tuviese en cuenta la línea 8-20 ante el disparo de la otra línea gemela, el límite de producción del nudo 8 sería nulo o negativo.

Los elementos limitadores que en más ocasiones se repiten siguen siendo los transformadores que conectan los nudos 6 y 7 quedando toda la red de 220 kV limitada por estos transformadores.

CAPACIDAD DE SUMINISTRO

En la tabla 12 se pueden ver los datos de capacidad de suministro más restrictivos para los nudos del sistema en un escenario de invierno con una potencia demandada total de 975.2 MW.

En general, la capacidad de suministro se reduce quedando en torno al 91.3% del escenario base invernal. Hay que destacar que el límite de consumo aumenta en algunos nudos debido, en la mayor parte de las ocasiones, a que en este escenario no se van a tener en cuenta determinadas restricciones (que se pueden observar en el análisis de contingencias) y que en el escenario base de invierno sí que se consideraban y que eran las que limitaban la capacidad de los nudos donde se produce el aumento de capacidad de suministro.

Se sigue observando que la capacidad de suministro en la red de 132 kV queda limitada en todos los nudos por la transformación entre los nudos 6 y 7.

También hay que destacar a los transformadores que conectan los nudos 47 y 48 como elementos que limitan en muchos nudos el consumo. Es razonable que los transformadores 47-48, junto con los de los nudos 6-7, aparezcan en muchas ocasiones como elementos limitadores puesto que están trabajando en situación sin fallos cerca de su límite térmico permanente por lo que serán en muchas ocasiones los primeros elementos que se puedan sobrecargar ante contingencias o ante variaciones en los flujos de cargas que circulan por el sistema.

Nudo	VN	Elemento limitador	SUM τ	Δ SUM	Límite	Contingencia
1	66	Línea 11-59 ckt 2	-24.3	-1.0	46.0	Apertura línea 11-59 ckt 1
2	66	Línea 2-46	-26.8	-7.3	47.2	Apertura línea 41-46
3	66	Línea 11-59 ckt 2	-24.4	-0.4	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
4	66	Línea 4-44 ckt 1	-53.5	-26.0	34.5	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 5-20 ckt 2	-63.0	-31.6	46.0	Apertura línea 5-20 ckt 1
6	220	Línea 6-17 ckt 1	-223.2	-223.2	389.9	Apertura línea 6-17 ckt 2
7	132	Trans 6-7 ckt 5	-7.7	-7.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
8	66	Trans 6-8 ckt 3	-43.9	-43.9	80.0	Apertura trans 6-8 ckt 2
9	66	Línea 16-18	-46.6	-16.0	51.0	Situación N
10	132	Trans 6-7 ckt 5	-7.7	-7.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
11	66	Línea 11-59 ckt 1	-56.0	-8.6	47.2	Apertura línea 1-59
12	66	Línea 12-59	-71.3	-14.9	71.3	Apertura línea 12-43
13	132	Trans 6-7 ckt 5	-37.3	-7.9	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
14	66	Línea 40-48 ckt 1	-88.7	-26.5	46.0	Apertura línea 35-48
15	132	Trans 6-7 ckt 5	-51.5	-7.8	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
16	66	Línea 16-18	-23.3	-9.6	51.0	Situación N
17	220	Línea 47-48 ckt 2	-498.9	-498.9	80.0	Apertura línea 36-47
18	66	Trans 17-18 ckt 3	-54.5	-54.5	80.0	Apertura trans 17-18 ckt 2
19	66	Trans 47-48 ckt 3	-87.4	-47.3	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
20	66	Trans 6-8 ckt 3	-95.3	-47.5	67.2	Apertura trans 6-8 ckt 2
21	132	Trans 6-7 ckt 5	-7.7	-7.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
25	66	Trans 47-48 ckt 3	-66.0	-34.2	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
26	132	Trans 6-7 ckt 5	-27.3	-7.8	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
27	132	Trans 6-7 ckt 5	-9.4	-9.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
28	66	Línea 5-20 ckt 1	-60.7	-42.3	46.0	Apertura línea 8-48
29	66	Trans 47-48 ckt 3	-81.4	-33.0	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
30	220	Trans 47-48 ckt 3	-304.7	-293.7	80.0	Apertura línea 36-47
35	66	Línea 40-48 ckt 1	-76.2	-26.5	46.0	Apertura línea 35-48
36	220	Línea 16-18	-96.4	-96.4	58.7	Apertura línea 17-36
37	66	Trans 47-48 ckt 3	-40.2	-40.2	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
38	66	Línea 11-59 ckt 2	-15.6	-0.4	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
39	66	Línea 18-39	-94.3	-74.7	94.3	Apertura línea 8-39
40	66	Línea 40-48 ckt 1	-60.9	-14.5	46.0	Apertura línea 35-48 ckt 1
41	66	Línea 2-46	-27.8	-7.3	47.2	Apertura línea 41-46
42	66	Línea 19-45 ckt 1	-71.8	-55.7	42.5	Apertura línea 8-42
43	66	Trans 47-48 ckt 3	-107.8	-35.8	46.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
44	66	Trans 47-48 ckt 3	-78.2	-34.1	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
45	66	Línea 19-45 ckt 1	-68.8	-55.5	42.5	Apertura línea 8-42
46	66	Línea 18-46	-55.2	-33.3	58.7	Apertura línea 16-18
47	220	Línea 16-18	-139.8	-139.8	58.7	Apertura línea 17-36
48	66	Trans 47-48 ckt 3	-27.4	-27.4	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
56	66	Trans 47-48 ckt 3	-24.8	-24.8	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 3
58	220	Línea 16-18	-207.8	-207.8	51.0	Situación N
59	66	Trans 47-48 ckt 3	-61.2	-61.2	80.0	Apertura trans 58-59 ckt 2
60	66	Línea 16-18	-41.0	-10.5	51.0	Situación N

Tabla 12. Capacidad de suministro nodal en invierno con demanda de 975.2 MW

7.6. RESULTADOS DEL ESCENARIO INVERNAL CON REDUCCIÓN DEL 12% EN LA DEMANDA

FLUJO DE CARGAS

NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}	NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}
1	PQ	66	1.025	-12.71	-	-	18.3	-1.7	31	PV	12	1.010	-0.09	102.9	20.2	-	-
2	PQ	66	0.987	-14.79	-	-	15.3	-2.3	32	PV	12	1.008	-0.05	104.0	18.3	-	-
3	PQ	66	1.019	-13.10	-	-	18.8	1.2	33	PV	12	1.007	-0.65	101.2	19.5	-	-
4	PQ	66	1.008	-13.00	-	-	21.6	0.1	34	PV	12	1.005	-0.16	105.6	15.3	-	-
5	PQ	66	1.014	-11.84	-	-	24.7	1.5	35	PQ	66	1.003	-12.58	-	-	39.0	5.4
6	PQ	220	1.023	-6.18	-	-	-	-	36	PQ	220	1.014	-6.90	-	-	-	-
7	PQ	132	1.011	-7.78	-	-	-	-	37	PQ	66	1.018	-11.63	-	-	-	-
8	PQ	66	1.027	-10.03	-	-	-	-	38	PQ	66	1.023	-13.06	-	-	12.0	-11.6
9	PQ	66	1.010	-14.14	-	-	24.0	-5.4	39	PQ	66	1.020	-10.35	-	-	15.4	-0.9
10	PQ	132	0.981	-9.88	-	-	-	-	40	PQ	66	1.003	-12.45	-	-	36.4	2.5
11	PQ	66	1.020	-12.91	-	-	37.2	4.0	41	PQ	66	0.993	-13.85	-	-	16.1	-1.6
12	PQ	66	1.010	-13.26	-	-	44.3	9.4	42	PQ	66	1.021	-12.39	-	-	12.7	-1.1
13	PQ	132	0.979	-10.36	-	-	23.1	1.4	43	PQ	66	1.010	-13.15	-	-	56.6	4.9
14	PQ	66	1.003	-12.55	-	-	48.8	12.4	44	PQ	66	1.010	-12.80	-	-	34.7	8.6
15	PQ	132	0.974	-11.34	-	-	34.4	1.6	45	PQ	66	1.019	-12.99	-	-	10.5	-9.4
16	PQ	66	1.000	-13.54	-	-	10.8	3.8	46	PQ	66	1.013	-11.20	-	-	17.2	-0.9
17	PQ	220	1.026	-5.60	-	-	-	-	47	PQ	220	1.015	-6.34	-	-	-	-
18	PQ	66	1.018	-9.34	-	-	-	-	48	PQ	66	1.014	-11.48	-	-	-	-
19	PQ	66	1.010	-12.51	-	-	31.5	7.6	49	PV	11	1.023	-2.71	60.0	6.8	-	-
20	PQ	66	1.024	-10.75	-	-	37.5	6.3	50	PV	11	1.012	-2.65	60.1	-2.6	-	-
21	PQ	132	0.974	-11.29	-	-	-	-	51	PV	11	1.034	-2.58	63.2	17.9	-	-
22	PV	11	0.988	-8.20	10.2	2.5	-	-	52	PV	11	1.020	-3.78	42.2	3.8	-	-
23	PV	11	0.963	-9.78	8.5	-3.8	-	-	53	PV	11	1.023	-3.61	45.2	6.7	-	-
24	PV	11	0.992	-7.90	11.4	3.3	-	-	54	PV	11	1.021	-3.63	44.6	5.0	-	-
25	PQ	66	1.014	-12.20	-	-	25.0	3.2	55	OSC	11	1.000	-5.88	6.9	-14.0	-	-
26	PQ	132	0.972	-11.67	-	-	15.3	0.0	56	PQ	66	1.014	-11.46	-	-	-	-
27	PQ	132	0.997	-9.43	-	-	-	-	57	PV	11	1.070	-9.42	13.6	0.7	-	-
28	PQ	66	1.020	-11.80	-	-	14.4	-3.4	58	PQ	220	1.009	-7.38	-	-	-	-
29	PQ	66	1.010	-12.84	-	-	38.1	-1.0	59	PQ	66	1.026	-12.00	-	-	-	-
30	PQ	220	1.032	-4.48	-	-	8.6	-38.3	60	PQ	66	1.000	-13.59	-	-	24.0	-1.4

Potencia total generada.....	779.5	MW	99.8	MVAr
Potencia total demandada...	766.2	MW	-5.2	MVAr
Perdidas.....	13.3	MW	147.4	MVAr

Tabla 13. Flujo de cargas en el escenario de invierno con descenso global de la demanda

Disminuye la potencia total demandada en un 12% mientras que la perdidas pasan a ser un 23.1% más bajas con respecto al escenario base de invierno. No se producen sobrecargas en los

elementos de transporte y las tensiones oscilan entre 0.963 p.u. del nudo 23 y los 1.070 p.u. del nudo 57 por lo que todas las variables de control se encuentran dentro de los límites de seguridad.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

	V_N (kV)	I_{cc} (kA)	δ (°)	Sc_c (MVA)		V_N (kV)	I_{cc} (kA)	δ (°)	Sc_c (MVA)
Nudo 1	66	8.31	-86.07	949	Nudo 31	12	86.53	-88.13	1799
Nudo 2	66	2.29	-75.39	261	Nudo 32	12	86.50	-88.06	1798
Nudo 3	66	6.52	-84.72	745	Nudo 33	12	90.38	-88.59	1879
Nudo 4	66	10.87	-81.02	1242	Nudo 34	12	87.72	-88.26	1823
Nudo 5	66	6.09	-78.7	696	Nudo 35	66	11.69	-83.85	1336
Nudo 6	220	8.01	-85.46	3053	Nudo 36	220	7.86	-85.71	2996
Nudo 7	132	5.22	-90.59	1193	Nudo 37	66	17.22	-84.43	1969
Nudo 8	66	12.89	-86.87	1473	Nudo 38	66	7.71	-83.81	881
Nudo 9	66	4.94	-87.39	565	Nudo 39	66	6.04	-87.31	690
Nudo 10	132	3.14	-81.69	719	Nudo 40	66	12.08	-82.59	1381
Nudo 11	66	9.17	-81.95	1048	Nudo 41	66	3.23	-76.89	369
Nudo 12	66	11.53	-81.59	1318	Nudo 42	66	5.12	-85.29	585
Nudo 13	132	2.99	-82.27	683	Nudo 43	66	12.51	-80.93	1430
Nudo 14	66	12.28	-83.52	1404	Nudo 44	66	14.06	-83.51	1607
Nudo 15	132	2.65	-85.55	607	Nudo 45	66	5.49	-80.39	628
Nudo 16	66	6.39	-78.98	730	Nudo 46	66	7.36	-85.09	842
Nudo 17	220	9.51	-85.47	3625	Nudo 47	220	9.63	-85.88	3670
Nudo 18	66	10.06	-88.57	1150	Nudo 48	66	16.55	-85.48	1892
Nudo 19	66	10.82	-80.67	1237	Nudo 49	11	62.72	-90.34	1195
Nudo 20	66	11.37	-85.61	1299	Nudo 50	11	62.09	-90.28	1183
Nudo 21	132	2.65	-85.73	606	Nudo 51	11	63.37	-90.21	1207
Nudo 22	11	11.38	-94.28	217	Nudo 52	11	58.30	-91.26	1111
Nudo 23	11	28.89	-96.26	550	Nudo 53	11	58.48	-91.09	1114
Nudo 24	11	11.48	-93.94	219	Nudo 54	11	58.38	-91.11	1112
Nudo 25	66	17.30	-83.54	1977	Nudo 55	11	54.31	-93.24	1035
Nudo 26	132	2.16	-85.12	494	Nudo 56	66	15.64	-83.96	1787
Nudo 27	132	3.48	-86.7	795	Nudo 57	11	24.83	-96.44	473
Nudo 28	66	5.08	-84.1	581	Nudo 58	220	6.88	-85.85	2623
Nudo 29	66	13.10	-81.73	1497	Nudo 59	66	12.79	-85.27	1462
Nudo 30	220	9.61	-85.94	3661	Nudo 60	66	6.38	-78.41	730

Tabla 14. Potencias de cortocircuito en el caso de invierno con un total de 766.2 MW demandados.

Como se ha comentado y era de esperar, se obtienen valores muy semejantes a los obtenidos en el escenario base de invierno y al escenario invernal con incremento del 12% en la demanda total del sistema.

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

SOBRECARGAS

ELEM. SOBRECARGADO	CONTINGENCIA	LÍMITE (MVA)	FLUJO DE CARGA	% SOBRECARGA
Línea 18-46 ckt 2	Apertura línea 18-46 ckt 1	51.0	61.0	117.8%
Línea 18-46 ckt 1	Apertura línea 18-46 ckt 2	51.0	60.7	117.1%
Línea 25-37 ckt 2	Apertura línea 25-37 ckt 1	82.0	104.2	125.6%
Línea 25-37 ckt 1	Apertura línea 25-37 ckt 2	82.0	104.2	125.6%
Línea 12-43	Apertura línea 47-58 ckt 2	62.0	76.5	134.8%
Línea 25-37 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	82.0	101.9	126.8%
Línea 25-37 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	82.0	101.9	126.8%
Línea 25-43 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	41.0	94.9	251.7%
Línea 25-43 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	41.0	94.9	251.7%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	82.7	103.3%

Tabla 15. Sobrecargas por los elementos de transporte ante contingencias.

Como era de esperar, las sobrecargas que aparecen son menos que en el escenario base invernal. Todos las sobrecargas que aparecen ya se comentaron en el escenario base. La única diferencia está en que los porcentajes de sobrecarga son inferiores en el caso de menor demanda al disminuir el flujo de potencia por las líneas.

TENSIONES

CONTINGENCIA	NUDO	V BASE	V INI	V MAX	V MIN	V CONT
Apertura línea 47-58 ckt 2	1	66	1.02454	1.110	0.930	0.90560
Apertura línea 47-58 ckt 2	3	66	1.01880	1.110	0.930	0.89908
Apertura línea 47-58 ckt 2	11	66	1.01970	1.110	0.930	0.90011
Apertura línea 47-58 ckt 2	12	66	1.00954	1.110	0.930	0.91462
Apertura línea 47-58 ckt 2	38	66	1.02329	1.110	0.930	0.90414
Apertura línea 47-58 ckt 2	43	66	1.00970	1.110	0.930	0.91926
Apertura línea 47-58 ckt 2	58	220	1.00893	1.110	0.930	0.87998
Apertura línea 47-58 ckt 2	59	66	1.02595	1.110	0.930	0.90730

Tabla 16. Tensiones fuera de límites ante fallo simple en el escenario invernal con descenso de la demanda.

En este escenario con menor consumo solo se producirán tensiones por debajo del límite ante el disparo de la línea 47-58 ckt 2 y en los nudos 1, 3, 11, 12, 38, 43, 58 y 59 con valores más altos a los que obteníamos en el escenario base. Desaparece la caída por debajo del límite del nudo 27 ante el disparo de la línea de interconexión.

El sistema se halla en un estado de alerta pero son muy pocas las contingencias que pueden provocar que el estado del sistema cambie a emergencia, encontrándose el sistema eléctrico en estas condiciones (menor demanda) mucho más cerca de un estado normal.

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN

Nudo	VN (kV)	Elemento limitador	C Evac (MW)	Límite (MVA)	Contingencia
1	66	Línea 1-38	77.0	77.1	Apertura línea 1-59
2	66	Línea 2-46	47.2	47.2	Apertura línea 2-41
3	66	Línea 3-11	71.3	71.3	Apertura línea 3-59
4	66	Línea 4-44 ckt 1	47.5	34.5	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 5-20 ckt 2	76.0	46.0	Apertura línea 5-20 ckt 1
6	220	Trans 6-7 ckt 5	245.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
7	132	Trans 6-7 ckt 5	115.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
8	66	Línea 8-20 ckt 1	109.3	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
9	66	Línea 9-16	77.7	47.2	Apertura línea 9-48 ckt 1
10	132	Línea 10-27	115.0	115.0	Apertura línea 10-13
11	66	Línea 43-59 ckt 1	63.3	47.2	Apertura línea 12-59
12	66	Línea 12-43	54.0	62.0	Situación N
13	132	Trans 6-7 ckt 4	92.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
14	66	Línea 14-29	29.9	46.0	Apertura línea 14-43
15	132	Línea 15-26	72.8	94.3	Apertura línea 13-15
16	66	Línea 16-60	45.2	47.2	Apertura línea 9-16
17	220	Trans 6-7 ckt 5	245.2	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
18	66	Línea 16-18	103.0	58.7	Apertura línea 16-46
19	66	Línea 29-44	149.6	46.0	Apertura línea 25-29 ckt 1
20	66	Línea 19-20 ckt 2	166.6	47.2	Apertura línea 19-20 ckt 3
21	132	Línea 15-26	107.2	94.3	Apertura línea 13-15
25	66	Trans 6-7 ckt 4	220.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
26	132	Línea 13-26	94.3	94.3	Apertura línea 15-26
27	132	Trans 6-7 ckt 4	114.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
28	66	Línea 5-28	77.1	77.1	Apertura línea 8-28
29	66	Línea 14-29	59.1	46.0	Apertura línea 29-43
30	220	Trans 6-7 ckt 4	235.9	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
35	66	Línea 14-29	45.0	46.0	Apertura línea 14-43
36	220	Trans 6-7 ckt 4	245.1	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
37	66	Línea 25-37 ckt 2	108.9	82.0	Situación N
38	66	Línea 1-38	77.1	77.1	Apertura línea 11-38
39	66	Línea 18-39	94.3	94.3	Apertura línea 8-39
40	66	Línea 14-40	54.0	92.0	Apertura línea 14-48
41	66	Línea 2-41	47.2	47.2	Apertura línea 41-46
42	66	Línea 8-42	85.1	85.1	Apertura línea 42-45
43	66	Línea 14-43	71.7	46.0	Apertura línea 29-43
44	66	Línea 29-44	36.7	40.0	Situación N
45	66	Línea 19-45 ckt 1	70.6	42.5	Apertura línea 19-45 ckt 2
46	66	Línea 16-18	85.7	58.7	Apertura línea 16-46
47	220	Trans 6-7 ckt 5	245.2	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
48	66	Línea 40-48 ckt 2	125.8	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
56	66	Línea 48-56	26.9	40.0	Situación N
58	220	Trans 6-7 ckt 4	245.2	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
59	66	Línea 43-59 ckt 2	99.1	47.2	Apertura línea 12-59
60	66	Línea 37-60	46.0	46.0	Apertura línea 16-60

Tabla 17. Límites de producción en invierno con demanda de 766.2 MW

La capacidad de evacuación media pasa a ser del 125.9% con respecto a la del escenario base de invierno aumentando en casi todos los nodos. En los nudos 7, 10, 13, 21, 26 y 27 el límite de

producción disminuye con respecto al invernada base por el tema de flujos que se produce entre ambas islas y que ya se explico en el escenario de invierno con incremento del 12% de demanda. Existen otros nodos 2, 5, 9, 28, 41, 42 y 60 donde la capacidad de evacuación se mantiene igual al escenario base.

CAPACIDAD DE SUMINISTRO

Nudo	VN	Elemento limitador	SUM _T	ΔSUM	Límite	Contingencia
1	66	Línea 11-59 ckt 1	-48.3	-30.0	47.2	Apertura línea 1-59
2	66	Línea 18-46 ckt 2	-29.3	-14.0	58.7	Apertura línea 18-46 ckt 1
3	66	Línea 11-59 ckt 2	-49.3	-30.5	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
4	66	Línea 4-44 ckt 1	-52.9	-31.3	34.5	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 8-20 ckt 1	-58.8	-34.1	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
6	220	Línea 6-17 ckt 1	-275.5	-275.5	389.9	Apertura línea 6-17 ckt 2
7	132	Trans 6-7 ckt 5	-21.3	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
8	66	Trans 6-8 ckt 3	-93.4	-93.4	80.0	Apertura trans 6-8 ckt 2
9	66	Línea 9-16	-74.7	-50.7	47.2	Apertura línea 9-48 ckt 1
10	132	Trans 6-7 ckt 5	-21.3	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
11	66	Línea 11-59 ckt 2	-54.6	-17.4	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
12	66	Línea 12-59	-71.3	-27.0	71.3	Apertura línea 12-43
13	132	Trans 6-7 ckt 5	-44.5	-21.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
14	66	Línea 40-48 ckt 2	-132.3	-83.5	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
15	132	Trans 6-7 ckt 5	-55.7	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
16	66	Línea 16-18	-46.4	-35.6	58.7	Apertura línea 37-60
17	220	Línea 17-30 ckt 1	-768.2	-768.2	778.5	Apertura línea 17-30 ckt 2
18	66	Trans 17-18 ckt 3	-95.9	-95.9	80.0	Apertura trans 17-18 ckt 2
19	66	Línea 8-20 ckt 1	-110.3	-78.8	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
20	66	Línea 8-20 ckt 1	-64.1	-26.6	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
21	132	Trans 6-7 ckt 5	-21.3	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
25	66	Línea 25-37 ckt 1	-139.3	-114.3	82.0	Situación N
26	132	Trans 6-7 ckt 5	-36.7	-21.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
27	132	Trans 6-7 ckt 4	-22.3	-22.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
28	66	Línea 5-20 ckt 1	-67.4	-53.0	46.0	Apertura línea 8-28
29	66	Línea 14-29	-130.9	-92.8	46.0	Apertura línea 29-44
30	220	Línea 36-47	-1159.1	-1150.5	389.9	Apertura línea 17-47
35	66	Línea 14-35	-82.8	-43.8	82.8	Apertura línea 35-48
36	220	Línea 36-47	-337.5	-337.5	389.9	Apertura línea 17-36
37	66	Trans 36-37 ckt 3	-150.0	-150.0	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 2
38	66	Línea 11-59 ckt 2	-34.2	-22.2	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
39	66	Línea 18-39	-94.3	-78.9	94.3	Apertura línea 8-39
40	66	Línea 40-48 ckt 2	-76.8	-40.4	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
41	66	Línea 18-46 ckt 2	-30.1	-14.0	58.7	Apertura línea 18-46 ckt 1
42	66	Línea 19-45 ckt 1	-74.7	-62.0	42.5	Apertura línea 8-42
43	66	Línea 14-43	-145.9	-89.3	46.0	Apertura línea 29-43
44	66	Línea 29-44	-125.5	-90.8	46.0	Apertura línea 25-44 ckt 1
45	66	Línea 19-45 ckt 1	-72.4	-61.9	42.5	Apertura línea 8-42
46	66	Línea 18-46 ckt 2	-31.9	-14.7	58.7	Apertura línea 18-46 ckt 1
47	220	Línea 16-18	-541.0	-541.0	58.7	Apertura línea 17-47
48	66	Trans 47-48 ckt 3	-88.1	-88.1	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
56	66	Línea 48-56 ckt 1	-46.0	-46.0	46.0	Disparo grupo 57
58	220	Línea 16-18	-508.0	-508.0	58.7	Apertura línea 17-36
59	66	Trans 58-59 ckt 2	-80.6	-80.6	80.0	Apertura trans 58-59 ckt 1
60	66	Línea 37-60	-46.0	-22.0	46.0	Apertura línea 16-60

Tabla 18. Límites de consumo en invierno ante una reducción del 12% en la demanda

La capacidad de suministro media es un 37.5 % más alta que la del escenario base aumentando la limitación de consumo notablemente.

Hay que destacar que en la red de 132 kV todos los nudos quedan limitados por uno de los transformadores 6-7 ante el disparo del otro como sucedía en el escenario base invernal. Por lo tanto, y como se viene observando en todos los escenarios estudiados hasta el momento, una mejora en la capacidad de transformación entre los nudos 6 y 7 mejoraría notablemente tanto la capacidad de evacuación como la de suministro de muchos puntos en diferentes situaciones de operación convirtiéndose en una de las prioridades de desarrollo para mejorar la capacidad del sistema eléctrico estudiado.

7.7. RESULTADOS DEL ESCENARIO INVERNAL CON INCREMENTO DEL 15% EN LA DEMANDA DE MENORCA

FLUJO DE CARGAS

NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}	NUDO	TIPO	V _N	V(p.u.)	Ang	P _{GEN}	Q _{GEN}	P _{DEM}	Q _{DEM}
1	PQ	66	1.018	-13.91	-	-	20.8	-1.7	31	PV	12	1.010	0.57	118.6	24.8	-	-
2	PQ	66	0.975	-16.36	-	-	17.4	-2.3	32	PV	12	1.008	0.62	119.8	22.9	-	-
3	PQ	66	1.011	-14.36	-	-	21.4	1.2	33	PV	12	1.007	-0.07	116.7	24.5	-	-
4	PQ	66	1.001	-14.27	-	-	24.5	0.1	34	PV	12	1.005	0.49	121.7	20.2	-	-
5	PQ	66	1.007	-12.98	-	-	28.0	1.5	35	PQ	66	0.997	-13.81	-	-	44.4	5.4
6	PQ	220	1.019	-6.51	-	-	-	-	36	PQ	220	1.010	-7.25	-	-	-	-
7	PQ	132	1.008	-8.83	-	-	-	-	37	PQ	66	1.012	-12.69	-	-	-	-
8	PQ	66	1.022	-10.91	-	-	-	-	38	PQ	66	1.016	-14.30	-	-	13.6	-11.6
9	PQ	66	1.003	-15.59	-	-	27.3	-5.4	39	PQ	66	1.014	-11.27	-	-	17.5	-0.9
10	PQ	132	0.971	-12.06	-	-	-	-	40	PQ	66	0.997	-13.65	-	-	41.4	2.5
11	PQ	66	1.012	-14.14	-	-	42.3	4.0	41	PQ	66	0.983	-15.27	-	-	18.3	-1.6
12	PQ	66	1.002	-14.56	-	-	50.3	9.4	42	PQ	66	1.014	-13.58	-	-	14.4	-1.1
13	PQ	132	0.968	-12.78	-	-	30.2	1.4	43	PQ	66	1.002	-14.43	-	-	64.3	4.9
14	PQ	66	0.997	-13.76	-	-	55.5	12.4	44	PQ	66	1.003	-14.04	-	-	39.4	8.6
15	PQ	132	0.965	-14.39	-	-	44.9	1.6	45	PQ	66	1.012	-14.25	-	-	11.9	-9.4
16	PQ	66	0.992	-14.92	-	-	12.2	3.8	46	PQ	66	1.006	-12.23	-	-	19.5	-0.9
17	PQ	220	1.022	-5.80	-	-	-	-	47	PQ	220	1.012	-6.59	-	-	-	-
18	PQ	66	1.013	-10.11	-	-	-	-	48	PQ	66	1.009	-12.53	-	-	-	-
19	PQ	66	1.003	-13.73	-	-	35.8	7.6	49	PV	11	1.023	-2.40	69.1	10.2	-	-
20	PQ	66	1.018	-11.73	-	-	42.7	6.3	50	PV	11	1.012	-2.33	69.3	0.8	-	-
21	PQ	132	0.966	-14.34	-	-	-	-	51	PV	11	1.034	-2.25	72.8	21.4	-	-
22	PV	11	0.988	-10.76	11.7	4.1	-	-	52	PV	11	1.020	-3.64	48.6	7.0	-	-
23	PV	11	0.963	-12.60	9.8	-1.0	-	-	53	PV	11	1.023	-3.44	52.1	9.9	-	-
24	PV	11	0.992	-10.40	13.1	4.9	-	-	54	PV	11	1.021	-3.47	51.4	8.2	-	-
25	PQ	66	1.008	-13.35	-	-	28.4	3.2	55	OSC	11	1.000	-5.88	11.1	-11.1	-	-
26	PQ	132	0.963	-14.83	-	-	20.0	0.0	56	PQ	66	1.009	-12.51	-	-	-	-
27	PQ	132	0.993	-11.29	-	-	-	-	57	PV	11	1.070	-10.16	15.7	2.7	-	-
28	PQ	66	1.013	-12.93	-	-	16.4	-3.4	58	PQ	220	1.005	-7.79	-	-	-	-
29	PQ	66	1.002	-14.09	-	-	43.3	-1.0	59	PQ	66	1.019	-13.09	-	-	-	-

30	PQ	220	1.029	-4.50	-	-	9.8	-38.3	60	PQ	66	0.992	-14.97	-	-	27.3	-1.4
-----------	----	-----	-------	-------	---	---	-----	-------	-----------	----	----	-------	--------	---	---	------	------

Tabla 19. Flujo de cargas en invierno con aumento del 15% en la demanda menorquina

Potencia total generada.....	901.6	MW	149.8	MVAr
Potencia total demandada...	883.1	MW	-5.2	MVAr
Perdidas.....	18.4	MW	197.0	MVAr

Se observa que la demanda ha aumentando un 15% en los nudos 13, 15 y 26 que es donde se produce el consumo en la isla de Menorca, en el resto de nudos la demanda no se modifica. No existe ningún elemento de transporte sobrecargado y la tensión oscila entre 0.963 y 1.070 p.u. de los nudos 26 y 57 respectivamente.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes y potencias de cortocircuito trifásico de cada nudo son:

	V_N (kV)	I_{cc} (kA)	δ (°)	S_{cc} (MVA)		V_N (kV)	I_{cc} (kA)	δ (°)	S_{cc} (MVA)
Nudo 1	66	8.31	-86.22	950	Nudo 31	12	86.68	-87.3	1802
Nudo 2	66	2.28	-76.03	260	Nudo 32	12	86.65	-87.23	1801
Nudo 3	66	6.51	-85.06	745	Nudo 33	12	90.55	-87.83	1882
Nudo 4	66	10.87	-81.03	1242	Nudo 34	12	87.88	-87.44	1826
Nudo 5	66	6.07	-78.98	694	Nudo 35	66	11.71	-83.73	1339
Nudo 6	220	8.05	-84.69	3066	Nudo 36	220	7.91	-84.93	3012
Nudo 7	132	5.22	-90.83	1193	Nudo 37	66	17.29	-83.9	1977
Nudo 8	66	12.92	-86.64	1476	Nudo 38	66	7.70	-84.01	881
Nudo 9	66	4.93	-88	564	Nudo 39	66	6.03	-87.6	689
Nudo 10	132	3.14	-82.46	717	Nudo 40	66	12.10	-82.43	1384
Nudo 11	66	9.17	-81.95	1049	Nudo 41	66	3.22	-77.33	368
Nudo 12	66	11.55	-81.43	1320	Nudo 42	66	5.11	-85.8	584
Nudo 13	132	2.98	-83.09	682	Nudo 43	66	12.53	-80.67	1433
Nudo 14	66	12.31	-83.33	1407	Nudo 44	66	14.10	-83.2	1612
Nudo 15	132	2.66	-86.67	608	Nudo 45	66	5.47	-80.92	626
Nudo 16	66	6.37	-79.38	728	Nudo 46	66	7.36	-85.18	841
Nudo 17	220	9.57	-84.51	3645	Nudo 47	220	9.70	-84.91	3695
Nudo 18	66	10.07	-88.5	1151	Nudo 48	66	16.62	-85.01	1900
Nudo 19	66	10.82	-80.67	1237	Nudo 49	11	62.83	-89.87	1197
Nudo 20	66	11.38	-85.47	1301	Nudo 50	11	62.20	-89.8	1185
Nudo 21	132	2.66	-86.88	607	Nudo 51	11	63.49	-89.71	1210
Nudo 22	11	11.42	-96.52	218	Nudo 52	11	58.42	-90.95	1113
Nudo 23	11	28.99	-98.7	552	Nudo 53	11	58.59	-90.75	1116
Nudo 24	11	11.52	-96.12	219	Nudo 54	11	58.49	-90.78	1114
Nudo 25	66	17.37	-82.95	1986	Nudo 55	11	54.42	-93.07	1037
Nudo 26	132	2.16	-86.51	494	Nudo 56	66	15.68	-83.57	1793
Nudo 27	132	3.48	-87.34	795	Nudo 57	11	24.87	-97.02	474
Nudo 28	66	5.07	-84.51	580	Nudo 58	220	6.92	-85.19	2636
Nudo 29	66	13.12	-81.5	1500	Nudo 59	66	12.83	-84.98	1466

Nudo 30	220	9.66	-85	3679	Nudo 60	66	6.37	-78.81	728
----------------	-----	------	-----	-------------	----------------	----	------	--------	------------

Tabla 20. Corrientes de cortocircuito en invierno con incremento de demanda en Menorca.

Valores muy semejantes a los que obteníamos para los escenarios ya estudiados.

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

SOBRECARGAS

ELEM. SOBRECARGADO	CONTINGENCIA	LIMITE (MVA)	FLUJO DE CARGA	% SOBRECARGA
<u>Línea 18-46 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 18-46 ckt 1</u>	<u>51.0</u>	<u>69.5</u>	<u>134.8%</u>
<u>Línea 18-46 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 18-46 ckt 2</u>	<u>51.0</u>	<u>69.2</u>	<u>134.1%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 25-37 ckt 1</u>	<u>82.0</u>	<u>117.6</u>	<u>142.6%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 25-37 ckt 2</u>	<u>82.0</u>	<u>117.6</u>	<u>142.6%</u>
<u>Línea 12-43</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>62.0</u>	<u>86.8</u>	<u>158.3%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>82.0</u>	<u>116.3</u>	<u>147.4%</u>
<u>Línea 25-37 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>82.0</u>	<u>116.3</u>	<u>147.4%</u>
<u>Línea 25-43 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>41.0</u>	<u>108.1</u>	<u>296.5%</u>
<u>Línea 25-43 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>41.0</u>	<u>108.1</u>	<u>296.5%</u>
<u>Línea 25-48 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>46.0</u>	<u>59.7</u>	<u>132.2%</u>
<u>Línea 25-48 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>46.0</u>	<u>59.7</u>	<u>132.2%</u>
<u>Trans 47-48 ckt 3</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>80.0</u>	<u>95.8</u>	<u>119.8%</u>
Trans 6-7 ckt 5	Apertura trans 6-7 ckt 4	63.0	64.2	101.9%
Trans 6-7 ckt 4	Apertura trans 6-7 ckt 5	63.0	63.9	101.5%
<u>Trans 47-48 ckt 3</u>	<u>Apertura trans 47-48 ckt 1</u>	<u>80.0</u>	<u>80.7</u>	<u>100.9%</u>
<u>Trans 47-48 ckt 3</u>	<u>Apertura trans 47-48 ckt 2</u>	<u>80.0</u>	<u>80.7</u>	<u>100.9%</u>
Trans 36-37 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	88.6	110.8%
Trans 36-37 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	90.8	113.5%
Trans 36-37 ckt 3	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	91.5	114.3%
<u>Trans 47-48 ckt 1</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>80.0</u>	<u>91.9</u>	<u>114.8%</u>
<u>Trans 47-48 ckt 2</u>	<u>Apertura línea 47-58 ckt 2</u>	<u>80.0</u>	<u>91.9</u>	<u>114.8%</u>
<u>Trans 58-59 ckt 2</u>	<u>Apertura trans 58-59 ckt 3</u>	<u>80.0</u>	<u>80.3</u>	<u>100.3%</u>

Tabla 21. Sobrecargas por los elementos en el escenario de invierno con mayores consumos en Menorca.

Las sobrecargas subrayadas ya se daban en el escenario base de invierno y además se observa que el porcentaje de sobrecarga es muy semejante en los dos escenarios ya que la demanda es similar en ambos caso excepto en Menorca. Las nuevas contingencias que si que generan sobrecargas en este nuevo escenario se explican de la siguiente forma:

- El sistema transporta más energía en el sentido de Mallorca a Menorca para abastecer el incremento de demanda menorquín, por lo que los transformadores 6-7 asociados a la interconexión (que convierten la tensión de 220 a 132 kV) pasan de transportar 25.2 MW en el caso base a 31.8 MW en el nuevo escenario produciéndose la sobrecarga en uno de los transformadores en el caso de que el otro quede indisponible. Este aumento de carga por los transformadores 6-7 hará que exista una reducción significativa en la capacidad de evacuación y suministro en muchas subestaciones.
- La apertura del circuito 2 de la línea 47-58 produce, además de todos los problemas ya comentados en el escenario invernal base, que se sobrecarguen los 3 transformadores 36-37 al estar transportando estos elementos más energía que en el caso base.

TENSIONES

CONTINGENCIA	NUDO	V BASE	V INI	V MAX	V MIN	V CONT
Apertura línea 10-27	27	132	0.99257	1.110	0.930	0.92691
Apertura línea 47-58 ckt 2	1	66	1.01746	1.110	0.930	0.87187
Apertura línea 47-58 ckt 2	3	66	1.01117	1.110	0.930	0.86447
Apertura línea 47-58 ckt 2	11	66	1.01204	1.110	0.930	0.86551
Apertura línea 47-58 ckt 2	12	66	1.00170	1.110	0.930	0.88392
Apertura línea 47-58 ckt 2	38	66	1.01571	1.110	0.930	0.86975
Apertura línea 47-58 ckt 2	43	66	1.00187	1.110	0.930	0.88936
Apertura línea 47-58 ckt 2	58	220	1.00457	1.110	0.930	0.84798
Apertura línea 47-58 ckt 2	59	66	1.01943	1.110	0.930	0.87430

Tabla 22. Tensiones por debajo del límite ante fallo de elementos.

Se observa en la tabla 22 que las tensiones que quedan por debajo de los límites son las de los mismos nudos que en el escenario base invernal y además con valores casi idénticos.

El sistema ante un incremento de la demanda en Menorca del 15% se encuentra en un estado de alerta con posibilidad de pasar a emergencia ante la ocurrencia de las mismas contingencias que en el escenario base invernal además del disparo del transformador de la interconexión 6-7.

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN

En la tabla 23 se muestra la capacidad de evacuación de los nodos del sistema cuando estamos en invierno y el consumo total es de 833.1 MW (se ha aumentado la demanda de Menorca en un 15% con respecto al caso base de invierno).

Aumentar el consumo en Menorca manteniendo el resto de variables del sistema igual producirá problemas en los elementos de la interconexión como ya se detectó al estudiar las sobrecargas en el análisis de contingencias.

El disparo de uno de los transformadores 6-7 provoca sobrecargas en el otro transformador 6-7 de forma que la capacidad de evacuación en casi todos los nudos será negativa (el PSS/E nos está indicando que no se puede evacuar) o muy pequeña. En este escenario si no se resuelve el problema existente con los transformadores 6-7 se tendrá que considerar la capacidad nula en casi todos los nodos del sistema.

Por lo comentado, se considera para el escenario invernal con incremento del 15% del consumo en Menorca que la limitación impuesta por los transformadores 6-7 es un problema endémico del sistema que debe ser resuelto para poder operar el sistema y no se tendrá en cuenta para obtener el valor más restrictivo de la capacidad de evacuación.

Debido a esta consideración, la capacidad de evacuación aumenta en muchos nudos, como se puede observar en la tabla 23, ya que la transformación 6-7 era el elemento limitador de muchos nudos en el escenario base invernal y en este escenario se ha decidido no considerarla.

Nudo	VN (kV)	Elemento limitador	C Evac (MW)	Límite (MVA)	Contingencia
1	66	Línea 43-59 ckt 1	61.5	47.2	Apertura línea 12-59
2	66	Línea 2-46	47.2	47.2	Apertura línea 2-41
3	66	Línea 43-59 ckt 2	60.9	47.2	Apertura línea 12-59
4	66	Línea 4-44 ckt 1	47.5	34.5	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 5-20 ckt 1	76.8	46.0	Apertura línea 5-20 ckt 2
6	220	Línea 8-20 ckt 1	259.8	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
7	132	Trans 6-7 ckt 4	126.0	63.0	Apertura línea 7-27
8	66	Línea 8-20 ckt 1	45.1	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
9	66	Línea 9-16	77.8	47.2	Apertura línea 9-48 ckt 2
10	132	Línea 10-27	115.0	115.0	Apertura línea 10-13
11	66	Línea 43-59 ckt 2	40.0	47.2	Apertura línea 12-59
12	66	Línea 12-43	51.1	62.0	Situación N
13	132	Línea 10-27	144.1	100.0	Situación N
14	66	Línea 14-29	21.2	46.0	Apertura línea 14-43
15	132	Línea 15-26	68.8	94.3	Apertura línea 13-15
16	66	Línea 16-60	35.1	47.2	Apertura línea 9-16
17	220	Línea 16-18	436.5	58.7	Apertura línea 17-36
18	66	Línea 16-18	66.2	51.0	Situación N
19	66	Línea 29-44	136.7	46.0	Apertura línea 25-29 ckt 2
20	66	Línea 19-20 ckt 2	150.8	47.2	Apertura línea 19-20 ckt 3
21	132	Línea 15-26	113.7	94.3	Apertura línea 13-15
25	66	Línea 14-29	265.4	46.0	Apertura línea 29-43
26	132	Línea 13-26	94.3	94.3	Apertura línea 15-26
27	132	Línea 7-27	131.0	131.1	Apertura línea 10-13
28	66	Línea 5-28	77.1	77.1	Apertura línea 8-28
29	66	Línea 14-29	54.4	46.0	Apertura línea 29-43
30	220	Línea 16-18	425.9	58.7	Apertura línea 17-36
35	66	Línea 14-29	37.5	46.0	Apertura línea 14-43
36	220	Trans 36-37 ckt 2	363.4	80.0	Apertura trans 36-37 ckt 2
37	66	Línea 25-37 ckt 1	75.2	82.0	Situación N
38	66	Línea 43-59 ckt 2	68.7	47.2	Apertura línea 12-59
39	66	Línea 16-18	87.0	51.0	Situación N
40	66	Línea 14-40	41.0	92.0	Apertura línea 14-48
41	66	Línea 2-41	47.2	47.2	Apertura línea 41-46
42	66	Línea 8-42	85.1	85.1	Apertura línea 42-45
43	66	Línea 14-43	66.3	46.0	Apertura línea 29-43
44	66	Línea 29-44	29.3	46.0	Apertura línea 25-29 ckt 1
45	66	Línea 19-45 ckt 1	70.3	42.5	Apertura línea 19-45
46	66	Línea 16-18	50.8	58.7	Apertura línea 16-46
47	220	Trans 47-48 ckt 3	289.1	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
48	66	Línea 40-48 ckt 2	53.8	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
56	66	Línea 48-56	24.8	40.0	Situación N
58	220	Trans 58-59 ckt 2	299.5	80.0	Apertura trans 58-59 ckt 1
59	66	Línea 43-59 ckt 2	80.4	47.2	Apertura línea 12-59
60	66	Línea 37-60	46.0	46.0	Apertura línea 16-60

Tabla 23. Límite de producción nodal en invierno ante un aumento del 15% en la demanda menorquina sin considerar el disparo de los transformadores que unen los nodos 6 y 7.

CAPACIDAD DE SUMINISTRO

Nudo	VN	Elemento limitador	SUM τ	Δ SUM	Límite	Contingencia
1	66	Línea 11-59 ckt 1	-40.1	-19.3	47.2	Apertura línea 1-59
2	66	Línea 2-46	-29.0	-11.6	47.2	Apertura línea 41-46
3	66	Línea 11-59 ckt 2	-36.9	-15.5	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
4	66	Línea 4-44 ckt 1	-52.9	-28.4	34.5	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 8-20 ckt 1	-42.1	-14.1	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
6	220	Línea 6-17 ckt 1	-235.5	-235.5	389.9	Apertura línea 6-17 ckt 2
7	132	Trans 6-7 ckt 4	-69.1	-69.1	63.0	Situación N
8	66	Trans 6-8 ckt 3	-69.8	-69.8	80.0	Apertura trans 6-8 ckt 2
9	66	Línea 16-18	-66.7	-39.4	51.0	Situación N
10	132	Línea 10-27	-42.9	-42.9	100.0	Situación N
11	66	Línea 11-59 ckt 2	-51.1	-8.8	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
12	66	Línea 12-59	-71.3	-21.0	71.3	Apertura línea 12-43
13	132	Línea 10-27	-73.2	-43.0	100.0	Situación N
14	66	Línea 40-48 ckt 2	-92.0	-36.5	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
15	132	Línea 10-13	-87.8	-42.9	100.0	Situación N
16	66	Línea 16-18	-35.5	-23.3	51.0	Situación N
17	220	Línea 17-30 ckt 1	-642.5	-642.5	778.5	Apertura línea 17-30 ckt 2
18	66	Trans 17-18 ckt 3	-75.4	-75.4	80.0	Apertura trans 17-18 ckt 2
19	66	Línea 8-20 ckt 1	-68.4	-32.6	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
20	66	Línea 8-20 ckt 1	-54.3	-11.6	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
21	132	Línea 10-13	-42.8	-42.8	100.0	Situación N
25	66	Trans 47-48 ckt 3	-75.0	-46.6	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 1
26	132	Línea 10-13	-62.9	-42.9	100.0	Situación N
27	132	Trans 6-7 ckt 4	-56.1	-56.1	63.0	Disparo del grupo 24
28	66	Línea 8-20 ckt 1	-44.6	-28.2	94.3	Apertura línea 8-20 ckt 2
29	66	Trans 47-48 ckt 3	-87.3	-44.1	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
30	220	Trans 47-48 ckt 3	-782.8	-773.0	80.0	Apertura línea 36-47
35	66	Línea 14-35	-82.8	-38.5	82.8	Apertura línea 35-48
36	220	Línea 16-18	-245.6	-245.6	58.7	Apertura línea 17-36
37	66	Trans 47-48 ckt 3	-56.1	-56.1	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
38	66	Línea 11-59 ckt 2	-24.9	-11.3	47.2	Apertura línea 11-59 ckt 1
39	66	Línea 18-39	-94.3	-76.8	94.3	Apertura línea 8-39
40	66	Línea 40-48 ckt 2	-59.0	-17.6	46.0	Apertura línea 40-48 ckt 1
41	66	Línea 12-46	-29.9	-11.6	47.2	Apertura línea 41-46
42	66	Línea 19-45 ckt 1	-73.2	-58.8	42.5	Apertura línea 8-42
43	66	Trans 47-48 ckt 3	-112.1	-47.8	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
44	66	Trans 47-48 ckt 3	-85.2	-45.8	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
45	66	Línea 19-45 ckt 1	-70.6	-58.7	42.5	Apertura línea 8-42 ckt 1
46	66	Línea 18-46 ckt 2	-65.3	-45.8	40.8	Apertura línea 16-18
47	220	Línea 16-18	-356.8	-356.8	58.7	Apertura línea 17-36
48	66	Trans 47-48 ckt 3	-34.3	-34.3	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
56	66	Trans 47-48 ckt 3	-32.3	-32.3	80.0	Apertura trans 47-48 ckt 2
58	220	Línea 47-58 ckt 2	-255.9	-255.9	389.9	Apertura línea 47-58 ckt 1
59	66	Trans 58-59 ckt 2	-41.7	-41.7	80.0	Apertura trans 58-59 ckt 1
60	66	Línea 37-60	-46.0	-18.7	46.0	Apertura línea 16-60

Tabla 24. Capacidad de suministro nodal con aumento de demanda en Menorca

La capacidad de suministro es similar a la que se obtenía en el escenario base de invierno excepto para la red de 132 kV donde se observa el aumento de la capacidad de suministro debido a que no se tiene en cuenta la disparo del transformador 6-7. En el caso de que si se considerase esta contingencia la capacidad de suministro de estos nudos habría que considerarla nula.

7.8. RESULTADOS DEL ESCENARIO BASE DE VERANO

FLUJO DE CARGAS

Los valores de potencia generada y las tensiones en los nudos coinciden con los que se obtienen para el escenario base de invierno (tabla 1) ya que el PSSE no tiene en cuenta el límite térmico de los elementos para obtener los resultados del flujo de cargas y la topología y la demanda en los escenarios base de verano e invierno son idénticos. En el escenario base de verano las tensiones en los nudos están dentro de los límites permitidos pero se puede observar que existen sobrecargas en determinadas líneas:

Elemento sobrecargado	Flujo (MVA)	Límite Térmico Verano (MVA)	Sobrecarga Verano (%)	Carga Invierno (%)
Línea 10-27	78.1	70	111.6	78
Línea 18-46 ckt 1	36.7	36	102	72
Línea 18-46 ckt 2	38.1	36	105.7	75
Línea 25-37 ckt 1	65	57	114	79
Línea 25-37 ckt 2	65	57	114	79
Línea 40-48 ckt 1	29.5	28	105.5	74
Línea 40-48 ckt 2	29.5	28	105.6	74

Tabla 25. Sobrecargas en las líneas en disponibilidad total en el caso base de verano

La disminución de la capacidad térmica permanente de los elementos de transporte (en el verano se ve reducida hasta el 70% del valor nominal de invierno) supone que aparezcan sobrecargas en elementos que en invierno estaban dentro de sus límites incluso en la situación de disponibilidad total.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Los resultados que se obtienen para el escenario base de verano son exactamente los mismos que los que se obtenían para el escenario base de invierno (tabla 2).

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

El análisis de contingencias para el escenario base de verano nos devuelve 91 elementos que sobrepasan el 115% de la carga máxima establecida ante variadas contingencias.

El sistema en el escenario base de verano se encuentra en un **estado de emergencia** ya que existen 7 líneas de transporte cuyas cargas están por encima de los límites permitidos. Además en esta situación el sistema es muy débil ya que ante la ocurrencia de casi cualquier contingencia el estado del sistema empeoraría notablemente.

Bajo estas circunstancias el sistema necesitaría de un desarrollo de red muy importante para poder operar bajo los criterios de seguridad establecidos por el OS lo cual no es objeto del presente proyecto.

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN Y SUMINISTRO

Se ha obtenido la capacidad de evacuación y suministro de todos los nudos del sistema pero debido al estado precario del sistema, y como era de esperar, el PSSE nos indica que no existe capacidad de evacuación y suministro en ningún nudo del sistema si se desean cumplir los requisitos de seguridad establecidos por lo que los resultados obtenidos en el escenario base de verano no se tendrán en cuenta para determinar la capacidad de evacuación y suministro global de los nodos.

7.9. RESULTADOS DEL ESCENARIO DE VERANO CON INCREMENTO DEL 12% EN LA DEMANDA

FLUJO DE CARGAS

Los valores que se obtienen del flujo de cargas son los mismos que se conseguían para el escenario de invierno con incremento de la demanda del 12% (tabla 7). Al igual que sucedía en el escenario base de verano, en este caso existirán sobrecargas en los elementos de transporte:

Elemento sobrecargado	Flujo (MVA)	Límite Térmico Verano (MVA)	Sobrecarga Verano (%)	Carga Invierno (%)
Línea 10-27	81.7	70	116.7	81
Línea 18-46 ckt 1	41.5	36	115.3	81
Línea 18-46 ckt 2	43.1	36	119.6	84
Línea 25-37 ckt 1	73.2	57	128.4	89
Línea 25-37 ckt 2	73.2	57	128.4	89
Línea 40-48 ckt 1	33.3	28	119	83
Línea 40-48 ckt 2	33.3	28	119	83

Tabla 26. Sobrecargas por la líneas sin contingencias en verano con demanda de 975.2 MW

Se observa que son las mismas líneas que en el caso base de verano pero con mayores porcentajes de sobrecarga por el incremento de la demanda.

POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO

Se obtienen los mismos valores que en el caso invernal con una demanda de 975.2 MW (tabla 8).

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Aparecen muchísimas contingencias que hacen que las cargas en los elementos de transporte no cumplan con los requisitos de seguridad. Se decide no listar la ingente cantidad de sobrecargas para evitar introducir datos que no aportarán más información.

En el escenario veraniego con una demanda de 975.2 MW el sistema se halla en un **estado de emergencia** con las líneas 10-27, 18-46, 25-37 y 40-48 sobrecargadas. Por lo que en este escenario, al igual que sucedía con el caso base de verano, sería necesario un desarrollo de red fuera de los objetivos de este proyecto fin de carrera.

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN Y SUMINISTRO

Los resultados de capacidad de evacuación y suministro nodal obtenidos en este escenario no se tendrán en cuenta debido al estado de emergencia en el que se encuentra el sistema.

7.10. RESULTADOS DEL ESCENARIO DE VERANO CON REDUCCIÓN DEL 12% EN LA DEMANDA

FLUJO DE CARGAS

Los resultados del flujo de cargas para este escenario veraniego coinciden con los del escenario de invierno con consumo de 766.2 MW, por lo que en la tabla 13 se pueden observar los resultados.

Las tensiones en los nudos en el caso de verano con reducción de demanda permanecen dentro de los límites establecidos.

En cuanto a sobrecargas, el PSS/E nos da los siguientes resultados:

Elemento sobrecargado	Flujo (MVA)	Límite Térmico Verano (MVA)	Sobrecarga Verano (%)	Carga Invierno (%)
Línea 10-27	76.1	70	108.7	76
Línea 25-37 ckt 1	57	57	100	70
Línea 25-37 ckt 2	57	57	100	70

Tabla 27. Sobrecargas por los elementos de transporte en verano con demanda de 766.2 MW

Según se observa en la tabla 27, solamente se produce sobrecarga en la línea de interconexión ya que la capacidad térmica de la línea 10-27 en verano es de 70 MVA frente a los 100 MVA que presenta en invierno.

Las líneas 25-37 están al límite de su capacidad nominal (carga del 100%) ya que el límite térmico en invierno de las líneas 25-37 era de 82 MVA y en verano pasa a ser de 57 MVA.

Aunque la carga por la línea 10-27 sobrepasa la capacidad térmica permanente nominal, consideraremos que el sistema tiene todos sus variables de control dentro de los límites y tendremos en cuenta los datos que se obtengan en el análisis de capacidad de evacuación y suministro en este escenario de verano con reducción del 12% en la demanda del sistema.

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

En la tabla 14 se pueden ver los valores que se obtienen para este escenario veraniego con una demanda de 766.2 MW que como ya se ha comentado en otros escenarios su valor será idéntico al escenario invernal con el mismo nivel de consumo y muy semejante al del resto de escenarios.

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

SOBRECARGAS

En la tabla 28 se pueden ver las contingencias que producen que se incumplan los criterios de seguridad en cuanto a las cargas que circulan por los elementos indicados.

Comparando las sobrecargas de este escenario con las de los casos invernales, se observa que muchas son las mismas que en anteriores estudios y que aparece alguna sobrecarga nueva debido al nuevo límite térmico (más reducido) que presentan los elementos de transporte en este escenario de verano, lo que nos permite intuir que este escenario podrá limitar en muchas ocasiones la capacidad de evacuación o suministro global de los nudos al encontrarse el sistema trabajando cerca de los límites de seguridad establecidos.

ELEM. SOBRECARGADO	CONTINGENCIA	LIMITE (MVA)	FLUJO DE CARGA	% SOBRECARGA
Línea 11-59 ckt 1	Apertura línea 1-59	29.0	34.4	115.8%
Línea 11-59 ckt 2	Apertura línea 1-59	29.0	34.4	115.8%
Línea 8-20 ckt 2	Apertura línea 8-20 ckt 1	57.0	77.4	133.1%
Línea 8-20 ckt 1	Apertura línea 8-20 ckt 2	57.0	78.2	134.4%
Línea 11-59 ckt 2	Apertura línea 11-59 ckt 1	29.0	35.9	120.8%
Línea 11-59 ckt 1	Apertura línea 11-59 ckt 2	29.0	35.9	120.8%
Línea 40-48 ckt 1	Apertura línea 14-48	28.0	38.5	138.3%
Línea 40-48 ckt 2	Apertura línea 14-48	28.0	38.5	138.3%
Línea 18-46 ckt 2	Apertura línea 18-46 ckt 1	36.0	61.0	166.8%
Línea 18-46 ckt 1	Apertura línea 18-46 ckt 2	36.0	60.7	165.9%
Línea 10-27	Disparo grupo 21	70.0	79.6	116.6%
Línea 10-27	Disparo grupo 24	70.0	80.3	117.7%
Línea 25-37 ckt 2	Apertura línea 25-37 ckt 1	57.0	104.2	180.6%
Línea 25-37 ckt 1	Apertura línea 25-37 ckt 2	57.0	104.2	180.6%
Línea 40-48 ckt 1	Apertura línea 35-48	28.0	34.5	123.4%
Línea 40-48 ckt 2	Apertura línea 35-48	28.0	34.5	123.4%
Línea 40-48 ckt 2	Apertura línea 40-48 ckt 1	28.0	35.5	125.2%
Línea 40-48 ckt 1	Apertura línea 40-48 ckt 2	28.0	35.5	125.2%
Línea 12-43	Apertura línea 47-58 ckt 2	43.0	76.5	194.4%
Línea 25-37 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	57.0	101.9	182.5%
Línea 25-37 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	57.0	101.9	182.5%
Línea 25-43 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	29.0	94.9	355.8%
Línea 25-43 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	29.0	94.9	355.8%
Línea 25-48 ckt 1	Apertura línea 47-58 ckt 2	32.0	51.3	161.0%
Línea 25-48 ckt 2	Apertura línea 47-58 ckt 2	32.0	51.3	161.0%
Trans 47-48 ckt 3	Apertura línea 47-58 ckt 2	80.0	82.7	103.3%

Tabla 28. Sobrecargas ante contingencias en verano con demanda de 766.2 MW

TENSIONES

CONTINGENCIA	NUDO	V BASE	V INI	V MAX	V MIN	V CONT
Apertura línea 47-58 ckt 2	1	66	1.02454	1.110	0.930	0.90560
Apertura línea 47-58 ckt 2	3	66	1.01880	1.110	0.930	0.89908
Apertura línea 47-58 ckt 2	11	66	1.01970	1.110	0.930	0.90011
Apertura línea 47-58 ckt 2	12	66	1.00954	1.110	0.930	0.91462
Apertura línea 47-58 ckt 2	38	66	1.02329	1.110	0.930	0.90414
Apertura línea 47-58 ckt 2	43	66	1.00970	1.110	0.930	0.91926
Apertura línea 47-58 ckt 2	58	220	1.00893	1.110	0.930	0.87998
Apertura línea 47-58 ckt 2	59	66	1.02590	1.110	0.930	0.90730

Tabla 29. Tensiones fuera de límites ante fallo simple en el escenario de verano con decremento de demanda.

En cuanto a las tensiones hay que destacar que se obtienen exactamente los mismos valores que se tenían en el escenario homologado de invierno.

Aunque existe una variable de control (la carga por la línea de interconexión) fuera de rango, se va a considerar que el sistema está en estado de alerta (en lugar de emergencia) aunque existen muchas contingencias que lo desestabilizarían encontrándose el sistema eléctrico trabajando cerca de los límites de seguridad establecidos en los procedimientos de operación.

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN

Nudo	VN (kV)	Elemento limitador	C Evac (MW)	Límite (MVA)	Contingencia
1	66	Línea 43-59 ckt 2	12.0	33.3	Apertura línea 12-59
2	66	Línea 16-18	18.7	41.4	Apertura línea 16-46
3	66	Línea 43-59 ckt 2	11.5	33.3	Apertura línea 12-59
4	66	Línea 29-44	26.8	32.2	Apertura línea 25-29 ckt 1
5	66	Línea 5-20 ckt 1	54.9	32.3	Apertura línea 5-20 ckt 2
6	220	Línea 16-18	216.7	41.4	Apertura línea 17-36
7	132	Trans 6-7 ckt 4	115.7	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
8	66	Línea 8-20 ckt 1	154.8	57.0	Situación N
9	66	Línea 40-48 ckt 2	42.5	32.3	Apertura trans 58-59 ckt 2
10	132	Línea 10-27	80.5	80.5	Apertura línea 10-13
11	66	Línea 43-59 ckt 1	2.7	33.3	Apertura línea 43-59 ckt 2
12	66	Línea 12-43	30.7	43.0	Situación N
13	132	Trans 6-7 ckt 4	92.5	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
14	66	Línea 14-29	2.8	32.2	Apertura línea 14-43
15	132	Línea 15-26	41.6	65.6	Apertura línea 13-15
16	66	Línea 16-60	22.8	33.3	Apertura línea 9-16
17	220	Línea 16-18	210.4	41.4	Apertura línea 17-36
18	66	Línea 16-18	25.3	41.4	Apertura línea 17-36
19	66	Línea 29-44	75.2	32.3	Apertura línea 25-29 ckt 1
20	66	Línea 19-20 ckt 2	79.8	33.3	Apertura línea 19-20 ckt 3
21	132	Línea 15-26	75.9	65.6	Apertura línea 13-15
25	66	Línea 29-44	168.4	32.2	Apertura línea 25-29 ckt 2
26	132	Línea 13-26	65.6	65.6	Apertura línea 15-26
27	132	Línea 7-27	91.9	92.0	Apertura línea 10-13
28	66	Línea 5-28	54.0	54.0	Apertura línea 8-28
29	66	Línea 14-29	30.8	32.3	Apertura línea 29-43
30	220	Línea 16-18	201.1	41.4	Apertura línea 17-36
35	66	Línea 14-29	16.1	32.2	Apertura línea 14-43
36	220	Trans 6-7 ckt 5	245.1	43.3	Apertura trans 6-7 ckt 4
37	66	Línea 37-60	189.5	32.2	Apertura línea 17-18 ckt 2
38	66	Línea 43-59 ckt 2	18.4	33.3	Apertura línea 12-59
39	66	Línea 16-18	24.1	41.4	Apertura línea 17-36
40	66	Línea 14-40	9.7	64.4	Apertura línea 14-48
41	66	Línea 16-18	17.9	41.4	Apertura línea 16-46
42	66	Línea 8-42	59.8	59.8	Apertura línea 42-45
43	66	Línea 14-43	37.4	32.2	Apertura línea 29-43
44	66	Línea 29-44	7.9	32.2	Apertura línea 25-29 ckt 1
45	66	Línea 19-45 ckt 1	48.4	29.9	Apertura línea 19-45 ckt 2
46	66	Línea 16-18	16.1	41.4	Apertura línea 16-46
47	220	Trans 6-7 ckt 5	245.2	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
48	66	Línea 40-48 ckt 2	30.1	32.2	Apertura trans 58-59 ckt 2
56	66	Línea 48-56	14.6	28.0	Situación N
58	220	Línea 43-59 ckt 1	201.1	33.3	Apertura línea 12-59
59	66	Línea 43-59 ckt 1	28.9	33.3	Apertura línea 12-59
60	66	Línea 37-60	32.2	32.2	Apertura línea 16-60

Tabla 30. Limitaciones de producción en los nudos en el caso de verano con reducción de demanda

Hay que destacar que para este escenario de verano con una disminución del 12% en la demanda se han obtenido los valores de capacidad de evacuación y suministro sin tener en cuenta las contingencias que producen sobrecargas ante el fallo simple (situación N-1) por considerar este tipo de faltas como elementos endémicos del sistema, ni la limitación que impone la línea de interconexión ante la situación N ya que si no se resuelve el problema de la línea 10-27 el sistema no se podrá operar en condiciones de seguridad.

Los resultados que se obtienen del PSSE nos limitan la capacidad de producción a cero o valores negativos (lo que nos indica que no se puede generar) en casi todos los nudos por las sobrecargas que se producen en el doble circuito 25-37 no se tendrán en cuenta a la hora de determinar la evacuación nodal.

Al no tener en cuenta, a la hora de obtener la capacidad de evacuación, algunos de los elementos que sistemáticamente producían las limitaciones en otros escenarios de estudio, se puede comprobar que no existe una incidencia concreta que limite la producción en varios nudos como sucedía en otros casos estudiados.

En general, se produce una reducción bastante significativa de la capacidad de evacuación en casi todos los nudos con respecto al escenario base de invierno quedando en torno al 75.5% de media.

Si comparamos los resultados de este escenario veraniego con su homólogo, el caso de invierno con reducción de la demanda en un 12%, se produce una reducción de la capacidad en todos los nudos (a excepción del nudo 8, ya que en el caso de verano no se tiene en cuenta la sobrecarga en el circuito 8-20 y en el escenario invernal sí) quedando en torno al 58.9% la capacidad de evacuación media.

CAPACIDAD DE SUMINISTRO

En la tabla 31 se presentan los resultados de capacidad de suministro nodal tras analizar el escenario veraniego con una demanda de 766.2 MW.

Se puede comprobar que el transformador 6-7 es el elemento que limita el consumo en todos los nudos de la red de 132 kV cuando dispara el otro transformador que une los nudos 6 y 7. Este efecto ya sucedía en el escenario base de invierno por lo que una mejora de estos elementos mejoraría la capacidad de suministro en la red de 132 kV tanto en verano como en invierno.

Se puede ver que el disparo del 2º transformador que une los puntos 58 y 59 hace que se sobrecargue el circuito 1 de la línea que une los puntos 40 y 48 limitando el consumo en 6 nudos por lo que la solución a este problema hará que mejore el límite de consumo en los nudos 14, 29, 40, 43, 44 y 59.

Hay que destacar que la línea 16-18, ante el disparo del circuito 37-60, restringe la capacidad de suministro en 5 nudos (subestaciones 25, 36, 37, 47 y 48).

Se observa que la capacidad de suministro en estas condiciones disminuye quedando en torno al 91.8% de media con respecto al escenario base invernal.

Si comparamos este caso veraniego con su escenario homólogo de invierno, la limitación de suministro se reduce en casi todos los puntos disminuyendo hasta el 68.1% la media de todos los nudos con respecto al caso invernal con demanda de 766.2 MW.

Nudo	VN	Elemento limitador	SUM τ	Δ SUM	Límite	Contingencia
1	66	Línea 11-38	-42.1	-23.8	54.0	Apertura línea 1-59
2	66	Línea 2-46	-17.4	-2.1	33.3	Apertura línea 41-46
3	66	Línea 11-59 ckt 1	-28.4	-9.6	33.3	Apertura línea 3-59
4	66	Línea 4-44 ckt 1	-37.7	-16.1	24.1	Apertura línea 4-44 ckt 2
5	66	Línea 5-20 ckt 2	-43.5	-18.8	32.2	Apertura línea 5-20 ckt 1
6	220	Línea 6-17 ckt 1	-130.8	-130.8	272.5	Apertura línea 6-17 ckt 2
7	132	Trans 6-7 ckt 5	-21.3	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
8	66	Trans 6-8 ckt 3	-85.2	-85.2	80.0	Apertura trans 6-8 ckt 2
9	66	Línea 16-18	-42.6	-18.6	41.4	Apertura línea 37-60
10	132	Trans 6-7 ckt 4	-21.3	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
11	66	Línea 11-59 ckt 1	-46.8	-9.6	33.3	Apertura línea 3-59
12	66	Línea 12-43	-49.4	-5.1	49.5	Apertura línea 12-59
13	132	Trans 6-7 ckt 4	-44.5	-21.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
14	66	Línea 40-48 ckt 1	-67.9	-19.1	32.2	Apertura trans 58-59 ckt 2
15	132	Trans 6-7 ckt 5	-55.7	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
16	66	Línea 16-18	-21.0	-10.2	41.4	Apertura línea 37-60
17	220	Línea 17-30 ckt 2	-290.0	-290.0	545.1	Apertura línea 17-30 ckt 1
18	66	Trans 17-18 ckt 2	-21.7	-21.7	80.0	Apertura trans 17-18 ckt 1
19	66	Línea 4-44 ckt 1	-79.3	-47.8	24.1	Apertura línea 4-44 ckt 2
20	66	Línea 8-20 ckt 1	-74.8	-37.3	57.0	Situación N
21	132	Trans 6-7 ckt 5	-21.3	-21.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
25	66	Línea 16-18	-90.4	-65.4	41.4	Apertura línea 17-36
26	132	Trans 6-7 ckt 5	-36.7	-21.4	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 4
27	132	Trans 6-7 ckt 4	-22.3	-22.3	63.0	Apertura trans 6-7 ckt 5
28	66	Línea 5-20 ckt 1	-39.8	-25.4	32.2	Apertura línea 8-28
29	66	Línea 40-48 ckt 1	-65.5	-27.4	32.2	Apertura trans 58-59 ckt 2
30	220	Línea 48-56	-755.3	-746.7	28.0	Situación N
35	66	Línea 14-35	-57.5	-18.5	57.5	Apertura línea 35-48
36	220	Línea 16-18	-118.1	-118.1	41.4	Apertura línea 17-36
37	66	Línea 16-18	-61.7	-61.7	41.4	Apertura línea 17-36
38	66	Línea 11-59 ckt 1	-24.2	-12.2	33.3	Apertura línea 3-59
39	66	Trans 17-18 ckt 2	-47.5	-32.1	80.0	Apertura trans 17-18 ckt 1
40	66	Línea 40-48 ckt 1	-45.8	-9.4	32.3	Apertura trans 58-59 ckt 2
41	66	Línea 2-46	-18.2	-2.1	33.3	Apertura línea 41-46
42	66	Línea 19-45 ckt 1	-49.4	-36.7	29.9	Apertura línea 8-42
43	66	Línea 40-48 ckt 1	-84.1	-27.5	32.2	Apertura trans 58-59 ckt 2
44	66	Línea 40-48 ckt 1	-71.1	-36.4	32.2	Apertura trans 58-59 ckt 2
45	66	Línea 19-45 ckt 1	-47.1	-36.6	29.9	Apertura línea 8-42
46	66	Línea 18-46 ckt 2	-37.8	-20.6	41.4	Apertura línea 16-18
47	220	Línea 16-18	-171.4	-171.4	41.4	Apertura línea 17-36
48	66	Línea 16-18	-69.7	-69.7	41.4	Apertura línea 17-36
56	66	Línea 48-56	-32.2	-32.2	32.2	Disparo grupo 57
58	220	Línea 47-58 ckt 2	-144.8	-144.8	272.5	Apertura línea 47-58 ckt 1
59	66	Línea 40-48 ckt 1	-40.1	-40.1	32.2	Apertura trans 58-59 ckt 2
60	66	Línea 37-60	-32.2	-8.2	32.2	Apertura línea 16-60

Tabla 31. Limitaciones de consumo en los nudos en el caso de verano con reducción de demanda

7.11. RESULTADOS DEL ESCENARIO DE VERANO CON INCREMENTO DEL 15% DEL CONSUMO EN MENORCA

FLUJO DE CARGAS

Se obtienen los mismos valores que para el caso invernal con un +15% de demanda en Menorca por lo que los resultados se pueden observar en la tabla 19. Se observa, como es habitual en los escenarios veraniegos, que existirán sobrecargas ya en el análisis sin contingencias (situación N). Para el escenario de verano con incremento de la demanda en Menorca aparecen las siguientes sobrecargas:

Elemento sobrecargado	Flujo (MVA)	Límite Térmico Verano (MVA)	Sobrecarga Verano (%)	Carga Invierno (%)
Línea 10-27	86.5	70	123.6	85
Línea 18-46 ckt 1	36.6	36	101.8	72
Línea 18-46 ckt 2	38	36	105.5	75
Línea 25-37 ckt 1	64.8	57	113.6	79
Línea 25-37 ckt 2	64.8	57	113.6	79
Línea 40-48 ckt 1	29.5	28	105.5	74
Línea 40-48 ckt 2	29.5	28	105.5	74

Tabla 32. Sobrecargas en disponibilidad total

La líneas que presentan sobrecargas son las mismas que las del escenario base de verano y con porcentajes de sobrecarga similares excepto la línea de interconexión que en este caso es mucho más alta por el incremento de la demanda menorquina. Al tener todas estas variables de control fuera de los valores permitidos ya se puede afirmar que el estado del sistema es de emergencia.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Como ya se ha razonado la potencia de cortocircuito será exactamente igual a la del escenario homólogo de invierno por lo que los resultados de la tabla 20 coinciden con los que se obtienen para este escenario de verano con incremento de demanda menorquina.

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Existen del orden de 89 elementos de transporte que quedan con sobrecargas superiores al 115% ante fallos del tipo N-1 por lo que el sistema bajo estas condiciones de demanda y capacidad térmica permanente de sus elementos de transporte necesitaría un desarrollo importante de la red de transporte para poder operar en condiciones de seguridad.

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN Y SUMINISTRO

Debido a que los resultados que se obtienen del PSSE ante la situación N-1 (y en la situación N en muchos casos) nos indican que la mayor parte de los nudos bajo estas condiciones no pueden evacuar o suministrar energía no se tendrán en cuenta los resultados del escenario de verano con incremento del 15% de la demanda en Menorca para obtener la capacidad global de evacuación y suministro de los nodos del sistema.

7.12. CONCLUSIONES DEL SISTEMA DE ESTUDIO

7.12.1. CAPACIDAD DE EVACUACIÓN NODAL DEL SISTEMA

Nudo	VN	ESCENARIOS DE INVIERNO				ESCENARIOS DE VERANO				CAPACIDAD EVACUACION
		BASE	+12%	-12%	+15%	BASE	+12%	-12%	+15%	
1	66	62.1	41.9	77	61.5	-	-	12	-	12
2	66	47.2	16.9	47.2	47.2	-	-	18.7	-	16.9
3	66	61.5	41.2	71.3	60.9	-	-	11.5	-	11.5
4	66	47.2	45.4	47.5	47.5	-	-	26.8	-	26.8
5	66	76.8	58.5	76	76.8	-	-	54.9	-	54.9
6	220	168	89.8	245.3	259.8	-	-	216.7	-	89.8
7	132	122.4	126	115.7	126	-	-	115.7	-	115.7
8	66	42.6	89.5	109.3	45.1	-	-	154.8	-	42.6
9	66	77.9	52.9	77.7	77.8	-	-	42.5	-	42.5
10	132	115	115	115	115	-	-	80.5	-	80.5
11	66	40.6	17.8	63.3	40	-	-	2.7	-	2.7
12	66	51.2	33.5	54	51.1	-	-	30.7	-	30.7
13	132	96.1	99.7	92.5	144.1	-	-	92.5	-	92.5
14	66	21.6	13.3	29.9	21.2	-	-	2.8	-	2.8
15	132	68.8	64.8	72.8	68.8	-	-	41.6	-	41.6
16	66	34.6	23.9	45.2	35.1	-	-	22.8	-	22.8
17	220	167.7	89.5	245.2	436.5	-	-	210.4	-	89.5
18	66	64.9	26.4	103	66.2	-	-	25.3	-	25.3
19	66	132.2	49.7	149.6	136.7	-	-	75.2	-	49.7
20	66	124.3	40.8	166.6	150.8	-	-	79.8	-	40.8
21	132	107.9	108.5	107.2	113.7	-	-	75.9	-	75.9
25	66	139.6	58	220.4	265.4	-	-	168.4	-	58
26	132	94.3	94.3	94.3	94.3	-	-	65.6	-	65.6
27	132	121.1	125.8	114.7	131	-	-	91.9	-	91.9
28	66	77.1	71.3	77.1	77.1	-	-	54	-	54
29	66	53.8	41.1	59.1	54.4	-	-	30.8	-	30.8
30	220	157.1	77.5	235.9	425.9	-	-	201.1	-	77.5
35	66	37.9	30.9	45	37.5	-	-	16.1	-	16.1
36	220	167.6	89.4	245.1	363.4	-	-	245.1	-	89.4
37	66	74.1	39.2	108.9	75.2	-	-	189.5	-	39.2
38	66	69.2	49.9	77.1	68.7	-	-	18.4	-	18.4
39	66	81.4	23.1	94.3	87	-	-	24.1	-	23.1
40	66	41.2	28.3	54	41	-	-	9.7	-	9.7
41	66	47.2	15.9	47.2	47.2	-	-	17.9	-	15.9
42	66	85.1	73.5	85.1	85.1	-	-	59.8	-	59.8
43	66	66.5	17.5	71.7	66.3	-	-	37.4	-	17.5
44	66	28.8	19.9	36.7	29.3	-	-	7.9	-	7.9
45	66	70.1	69.5	70.6	70.3	-	-	48.4	-	48.4
46	66	49.4	13.2	85.7	50.8	-	-	16.1	-	13.2
47	220	167.8	89.6	245.2	289.1	-	-	245.2	-	89.6
48	66	54.6	38.1	125.8	53.8	-	-	30.1	-	30.1
56	66	25	23.1	26.9	24.8	-	-	14.6	-	14.6
58	220	167.8	89.5	245.2	299.5	-	-	201.1	-	89.5
59	66	81	62.8	99.1	80.4	-	-	28.9	-	28.9

60	66	46	46	46	46	-	-	32.2	-	32.2
----	----	----	----	----	----	---	---	------	---	------

Tabla 33. Tabla resumen de la capacidad de evacuación de todos los nodos del sistema en distintos escenarios.

En la tabla 33 se representa la capacidad de evacuación (en MW) de los nudos para cada uno de los escenarios analizados divididos en escenarios de invierno o de verano. Dentro de los escenarios de invierno o verano tenemos las siguientes posibilidades:

- BASE indica que es el escenario base con una demanda de 870.7 MW.
- +12% indica que es el escenario con aumento de demanda del 12% en todos los nudos del sistema.
- -12% indica que es el escenario con reducción del consumo en un 12% en los nudos del sistema.
- +15% indica que es el escenario con un aumento de la demanda del 15% en los nudos del sistema menorquín.

Todos los datos de estos escenarios se obtienen de las tablas expuestas en cada uno de los apartados de resultados de los escenarios. Como se puede observar, para los escenarios BASE, +12% y +15% de verano no tenemos datos porque en estos casos el sistema está en un estado de emergencia que impide que se pueda operar en condiciones de seguridad adecuadas y se decidió no incluir los resultados de capacidad de evacuación obtenidos a la hora de considerar la capacidad global de evacuación de los nudos por la necesidad que presenta el sistema de nuevos desarrollos de red fuera del objeto del presente proyecto.

También se ha sombreado el valor del escenario que presenta la capacidad de evacuación más baja que coincidirá con la capacidad de evacuación global del nudo representada en la última columna de la tabla (en MW) por ser la limitación de producción más restrictiva de todos los escenarios. Se puede comprobar que en la mayoría de los nudos las condiciones del escenario veraniego con reducción de la demanda son las que imponen las mayores restricciones a la hora poder evacuar energía. Prácticamente en el resto de nudos, son las condiciones del escenario invernal con un aumento de la demanda del 12% las que limitan la producción. Este resultado es bastante coherente, puesto que como se fue estudiando, en los escenarios indicados el sistema se encuentra trabajando más cerca de sus límites de funcionamiento: en el escenario de verano con flujos de carga por los elementos de transporte muy cercanos a su capacidad térmica estacional de verano y, en el escenario de invierno con incremento del 12%, el sistema funciona con flujos de carga muy elevados por el aumento del consumo en el sistema eléctrico.

Todo lo comentado anteriormente, nos permite evaluar los resultados de la tabla 33 para cada nudo de la siguiente forma: el nudo 1, por ejemplo, tiene una capacidad de evacuación de 12 MW en verano pero en invierno en este nudo se podrían generar mucha más energía (debido al aumento del límite térmico de los elementos de transporte). El nudo 2 permite que se inyecten en la red un total de 16.9 MW pero si la demanda del sistema disminuye con respecto a los 975.2 MW del caso más desfavorable analizado se podrán generar más megavatios de los 16.9 MW indicados. Para el resto de los nudos se puede efectuar el mismo análisis que para los nudos 1 y 2 aquí comentado.

Por último, indicar que la capacidad de evacuación nodal media para la red de 66 kV es de 28.1 MW, la de la red de 132 kV es de 80.5 MW y la red de 220 kV permite evacuar 87.55 MW de media.

7.12.2. CAPACIDAD DE SUMINISTRO NODAL DEL SISTEMA

Nudo	VN	ESCENARIOS DE INVIERNO				ESCENARIOS DE VERANO				CAPACIDAD SUMINISTRO
		BASE	12%	-12%	+15%	BASE	12%	-12%	+15%	
1	66	-40.1	-24.3	-48.3	-40.1	-	-	-42.1	-	-24.3
2	66	-21.8	-26.8	-29.3	-29	-	-	-17.4	-	-17.4
3	66	-36.9	-24.4	-49.3	-36.9	-	-	-28.4	-	-24.4
4	66	-53.2	-53.5	-52.9	-52.9	-	-	-37.7	-	-37.7
5	66	-41.3	-63	-58.8	-42.1	-	-	-43.5	-	-41.3
6	220	-249.4	-223.2	-275.5	-235.5	-	-	-130.8	-	-130.8
7	132	-14.5	-7.7	-21.3	-69.1	-	-	-21.3	-	-7.7
8	66	-68.7	-43.9	-93.4	-69.8	-	-	-85.2	-	-43.9
9	66	-65.9	-46.6	-74.7	-66.7	-	-	-42.6	-	-42.6
10	132	-14.5	-7.7	-21.3	-42.9	-	-	-21.3	-	-7.7
11	66	-51.1	-56	-54.6	-51.1	-	-	-46.8	-	-46.8
12	66	-71.3	-71.3	-71.3	-71.3	-	-	-49.4	-	-49.4
13	132	-40.9	-37.3	-44.5	-73.2	-	-	-44.5	-	-37.3
14	66	-92.5	-88.7	-132.3	-92	-	-	-67.9	-	-67.9
15	132	-53.6	-51.5	-55.7	-87.8	-	-	-55.7	-	-51.5
16	66	-35	-23.3	-46.4	-35.5	-	-	-21	-	-21
17	220	-656	-498.9	-768.2	-642.5	-	-	-290	-	-290
18	66	-75.2	-54.5	-95.9	-75.4	-	-	-21.7	-	-21.7
19	66	-66.5	-87.4	-110.3	-68.4	-	-	-79.3	-	-66.5
20	66	-53.7	-95.3	-64.1	-54.3	-	-	-74.8	-	-53.7
21	132	-14.6	-7.7	-21.3	-42.8	-	-	-21.3	-	-7.7
25	66	-76.3	-66	-139.3	-75	-	-	-90.4	-	-66
26	132	-32	-27.3	-36.7	-62.9	-	-	-36.7	-	-27.3
27	132	-15.9	-9.4	-22.3	-56.1	-	-	-22.3	-	-9.4
28	66	-43	-60.7	-67.4	-44.6	-	-	-39.8	-	-39.8
29	66	-88.6	-81.4	-130.9	-87.3	-	-	-65.5	-	-65.5
30	220	-799.8	-304.7	-1159.1	-782.8	-	-	-755.3	-	-304.7
35	66	-82.8	-76.2	-82.8	-82.8	-	-	-57.5	-	-57.5
36	220	-237.9	-96.4	-337.5	-245.6	-	-	-118.1	-	-96.4
37	66	-57.7	-40.2	-150	-56.1	-	-	-61.7	-	-40.2
38	66	-24.9	-15.6	-34.2	-24.9	-	-	-24.2	-	-15.6
39	66	-94.3	-94.3	-94.3	-94.3	-	-	-47.5	-	-47.5
40	66	-59.3	-60.9	-76.8	-59	-	-	-45.8	-	-45.8
41	66	-22.7	-27.8	-30.1	-29.9	-	-	-18.2	-	-18.2
42	66	-73.2	-71.8	-74.7	-73.2	-	-	-49.4	-	-49.4
43	66	-113.5	-107.8	-145.9	-112.1	-	-	-84.1	-	-84.1
44	66	-86.6	-78.2	-125.5	-85.2	-	-	-71.1	-	-71.1
45	66	-67.7	-68.8	-72.4	-70.6	-	-	-47.1	-	-47.1
46	66	-25	-55.2	-31.9	-65.3	-	-	-37.8	-	-25
47	220	-345.7	-139.8	-541	-356.8	-	-	-171.4	-	-139.8
48	66	-35.3	-27.4	-88.1	-34.3	-	-	-69.7	-	-27.4
56	66	-33.2	-24.8	-46	-32.3	-	-	-32.2	-	-24.8
58	220	-256.2	-207.8	-508	-255.9	-	-	-144.8	-	-144.8
59	66	-42.2	-61.2	-80.6	-41.7	-	-	-40.1	-	-40.1
60	66	-46	-41	-46	-46	-	-	-32.2	-	-32.2

Tabla 34. Tabla resumen de la capacidad de suministro de todos los nodos del sistema en distintos escenarios.

En la tabla 34 se muestra la capacidad de suministro total en MW de cada nudo en cada uno de los escenarios analizados y una columna al final donde se especifica la capacidad de suministro (MW) del nudo que se corresponderá con la capacidad de suministro del caso de menor valor absoluto por ser la más restrictiva. A pesar de que normalmente la capacidad de suministro se suele indicar como la capacidad adicional que se puede extraer de la red con respecto a la instalada, se ha decidido mostrar la capacidad de suministro total del nudo para seguir el mismo criterio que con la capacidad de evacuación.

Como ya se comentó en los capítulos de los escenarios correspondientes, no se han incluido los datos de suministro en los escenarios de verano base, con incremento de demanda del 12% e incremento de demanda en la isla de Menorca del 15% por necesitar el sistema eléctrico en estos casos un desarrollo de red que permitiese operar el sistema en condiciones de seguridad adecuadas.

Para cada nudo, se ha sombreado el valor del escenario que delimita el consumo global del nudo. Como se puede observar en la mayoría de los nudos el suministro queda limitado por las condiciones que imponen el escenario de verano con reducción de demanda debido al menor límite térmico que presentan los elementos de transporte o por el escenario invernal con mayor demanda de todos los estudiados.

Observando los datos se puede afirmar que la capacidad de suministro del nudo 13, por ejemplo, es de 37.3 MW pero en el caso que la demanda del sistema sea inferior a 975.2 MW, la capacidad de suministro del nudo 13 será mayor. Del nudo 2, por ejemplo, se puede decir que el límite de suministro del nudo es de 17.4 MW pero en invierno este nudo puede suministrar más energía (ya que la capacidad térmica aumenta).

La capacidad de suministro nodal media de la red 66 kV queda establecida en 42.4 MW, los nudos de la red de 132 kV permiten suministrar 21.2 MW de media y la capacidad de suministro nodal media de la red de 220 kV es de 184.4 MW.

8. CONCLUSIONES

La conclusión general que se puede obtener es que se han conseguido cubrir todos los objetivos que se planteaban al principio del presente proyecto.

En primer lugar se han adquirido o afianzado los conocimientos sobre el análisis de los sistemas eléctricos. Adquiriendo los conocimientos sobre los principios que se aplican durante el estudio de los flujos de cargas y estudiando como analizar los cortocircuitos en los sistemas eléctricos.

También se ha estudiado la normativa que aplica en el sector eléctrico. Lo que nos ha permitido aprender cómo están estructuradas las actividades en el sector eléctrico, los agentes que intervienen en el mismo, los criterios que deben seguirse para poder acceder a las redes de transporte y los requisitos que deben cumplirse para garantizar la seguridad del sistema.

El manejo y aprendizaje del software PSS/E ha sido de vital importancia para poder obtener los cálculos necesarios del presente proyecto. Se han aprendido las actividades en PSS/E que permiten evaluar el estado en el que se encuentra un sistema y aquellas actividades que nos permiten determinar las capacidades de evacuación y suministro de los nudos de un sistema. También se han tenido que desarrollar las habilidades necesarias para filtrar y determinar los datos que se deben tener en cuenta a partir de la ingente cantidad de información que se obtiene del paquete PSS/E.

El presente proyecto nos ha permitido definir una metodología de estudio sobre los sistemas eléctricos para conseguir estudiar el estado del sistema y determinar su capacidad nodal. Esta metodología se ha puesto en práctica sobre un sistema de estudio de 68 nudos estudiando la influencia que tienen algunas variables, como son la demanda y la estacionalidad, en el estado y en la capacidad de evacuación y suministro del sistema.

La realización del proyecto fin de carrera, además de los conocimientos específicos que se han tenido que desarrollar para la ejecución concreta del tema sobre el que trata este proyecto, me ha permitido aprender o profundizar sobre otros aspectos de carácter más general. La realización del proyecto me ha permitido afianzar y ejecutar tareas de búsqueda, filtrado y asimilación de la información. También hay que indicar que los conocimientos adquiridos durante los estudios cursados durante la carrera se han tenido que llevar a la práctica para poder desarrollar el proyecto fin de carrera.

La formulación de consultas a expertos de REE sobre aspectos del PSS/E es otra habilidad que he aprendido a manejar. El proyecto ha exigido que en varias ocasiones me pusiese en contacto con personas de REE (a través de mi tutor) que me resolvían dudas o cuestiones sobre el PSS/E que se iban planteando durante la realización del proyecto.

Por último, indicar que la elaboración de un documento y la presentación del proyecto son otros de los aspectos generales que se han tenido que aprender con la realización del proyecto fin de carrera.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Grainger J.J. y Stevenson W.D. *Análisis de sistemas de potencia*, McGraw-Hill. México, 1995.
- [2] Barrero, F. *Sistemas de energía eléctrica*, Thomson. Madrid, 2004.
- [3] Varios. *Análisis de redes eléctricas*, Universidad de Vigo. Vigo, 1995.
- [4] Gómez Expósito A., Martínez Ramos J. L., Rosendo Macías J. A., Romero Ramos E. y Riquelme Santos J. M. *Sistemas eléctricos de potencia. Problemas y ejercicios resueltos*, Prentice Hall. Madrid, 2003.
- [5] Gómez Expósito A. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, McGraw-Hill. Madrid, 2002.
- [6] Guitérrez Castillejos J. *Calculo de sistemas eléctricos con PSS/E: régimen permanente*, UPC. Madrid, 2007.
- [7] Gamboa García, S. *Análisis de la viabilidad de suministro desde la red de transporte para un horno de arco. Aplicación práctica*, Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de ingeniería eléctrica, 2006.
- [8] Cavaller Castells J. *Análisis de la viabilidad de suministro desde la red de transporte para un tren de alta velocidad*, Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de ingeniería eléctrica, 2006.
- [9] Gallego Ferrero, J. *Análisis de viabilidad para la evacuación a la red de transporte de una central térmica de ciclo combinado*, Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de ingeniería eléctrica, 2006.
- [10] Barrio Rodríguez A. *Integración de la energía eólica en la red. Capacidad de evacuación de una zona eólica*, Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de ingeniería eléctrica, 2005.
- [11] Siemens. *PSS/E 30.2 Users manual*, Noviembre, 2005.
- [12] Red Eléctrica de España. <http://www.ree.es>

[13] Asociación Española de Industria Eléctrica (UNESA). <http://www.unesa.es>

[14] Siemens Energy Sector. <http://www.pti-us.com>

[15] Comisión Nacional de la Energía. <http://www.cne.es>

[16] Iberdrola. <http://www.iberdrola.es>

[17] Endesa. <http://www.endesa.es>

[18] Google. <http://www.google.es>

[19] Siemens. <http://www.siemens.es>

[20] Operador del Mercado Eléctrico. <http://www.omel.es>

[21] Wikipedia. <http://es.wikipedia.org/>

ANEXOS

ANEXO I. FICHEROS DE SUBSISTEMA, MONITORIZACIÓN Y CONTINGENCIAS

En este anexo se lista el código de los ficheros de subsistema (*.sub), de monitorización (*.mon) y de contingencias (*.con) que se han usado obtener los ficheros del factor de distribución de cargas necesarios para ejecutar las actividades ACCC en el análisis de contingencias y las actividades TLTG para el cálculo de la capacidad de evacuación y suministro.

Fichero *.con

```
COM Fichero de contingencias de lineas simples  
SINGLE LINE IN AREA 9  
END
```

Fichero *.mon

```
COM Visualización de todos los nudos y lineas  
MONITOR ALL LINES  
VOLTAGE RANGE ALL BUSES 0.93 1.11  
END
```

Ficheros *.sub

Fichero de subsistema para el nudo 1

```
COM NUDO 1  
SUBSYSTEM 'ESTUDIO'  
  BUS 1  
END  
SUBSYSTEM 'OPUESTO'  
  BUSES 22 24  
  BUSES 31 34  
  BUSES 49 55  
  BUS 57  
END  
END
```

Fichero de subsistema para el nudo 2

```
COM NUDO 2  
SUBSYSTEM 'ESTUDIO'  
  BUS 2  
END  
SUBSYSTEM 'OPUESTO'  
  BUSES 22 24  
  BUSES 31 34  
  BUSES 49 55  
  BUS 57  
END  
END
```

Fichero de subsistema para el nudo 3

```
COM NUDO 3  
SUBSYSTEM 'ESTUDIO'  
  BUS 3  
END
```

```
SUBSYSTEM 'OPUESTO'  
  BUSES 22 24  
  BUSES 31 34  
  BUSES 49 55  
  BUS 57  
END  
END
```

Fichero de subsistema para el nudo 4

```
COM NUDO 4  
SUBSYSTEM 'ESTUDIO'  
  BUS 4  
END  
SUBSYSTEM 'OPUESTO'  
  BUSES 22 24  
  BUSES 31 34  
  BUSES 49 55  
  BUS 57  
END  
END
```

Fichero de subsistema para el nudo 59

```
COM NUDO 59  
SUBSYSTEM 'ESTUDIO'  
  BUS 59  
END  
SUBSYSTEM 'OPUESTO'  
  BUSES 22 24  
  BUSES 31 34  
  BUSES 49 55  
  BUS 57  
END  
END
```

Fichero de subsistema para el nudo 60

```
COM NUDO 60  
SUBSYSTEM 'ESTUDIO'  
  BUS 60  
END  
SUBSYSTEM 'OPUESTO'  
  BUSES 22 24  
  BUSES 31 34  
  BUSES 49 55  
  BUS 57  
END  
END
```

Existirá un fichero de subsistema para cada uno de los nudos de los que se desee obtener la capacidad de evacuación y suministro. Aquí solo se muestran los de los nudos 1, 2, 3, 4, 59 y 60 a modo de ejemplo.

El fichero *.dfax para la actividad ACCC solo utilizará los ficheros *.mon y *.con aquí presentados y no se emplea ningún fichero *.sub para obtener los resultados.

ANEXO II. FICHERO PYTHON DEL ESCENARIO DE VERANO CON REDUCCIÓN DE DEMANDA DEL 12%.

En este anexo se muestra el código del fichero Python del escenario de verano con disminución de la demanda en un 12%. Este fichero es similar al que se tiene para el resto de escenarios. Las tareas que realiza el fichero son:

- Obtención de los ficheros de factor de distribución de cargas (*.dfax) para todos los nudos del sistema a partir de los ficheros de subsistema, de contingencias y de monitorización (ver Anexo I).
- Ejecución de la actividad TLTG para obtener la capacidad de evacuación de los 45 nudos que se desean estudiar y recogida de datos en el fichero de texto correspondiente.
- Obtención de la capacidad de suministro de los nudos en estudio y almacenamiento de los datos en un fichero de texto.

El código del fichero es el siguiente:

```
# File:"D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12% verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Prueba.py",
generated on MON, FEB 23 2009 10:30
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 1.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 1.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 2.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 2.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 3.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 3.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 4.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 4.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 5.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 5.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 6.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 6.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 7.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 7.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 8.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 8.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 9.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 9.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 10.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 10.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 11.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\LINEAS SIMPLES.con"",r""D:\PFC\Casos\Casos de verano\Caso decremento 12%
verano\CAPACIDAD caso decremento 12% verano\Nudo 11.dfx""")
psspy.dfax([1,1],r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y con\Estudio nudo 12.sub"",r""D:\PFC\Casos\Ficheros sub, mon y
con\MONITORIZACION LINEAS Y TENSIONES.mon"",
```


ANEXO III. INFORME DE RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGAS PARA EL ESCENARIO BASE INVERNAL OBTENIDO CON EL PSS/E

En este anexo se presenta el informe que se obtiene con el PSS/E en el que aparecen todos los datos que se pueden obtener de un flujo de cargas: tensiones en los nudos, potencias activa y reactiva por las líneas y transformadores, perdidas por los elementos...
Se presentan los resultados que se han obtenido para el escenario base de invierno.

```

-----
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E   TUE, DEC 09 2008 14:03
RED DE PRUEBA CON 68 NUDOS RATIOS DE INVIERNO     RATING
SET A

BUS  1 B1    66.000 CKT  MW  MVAR  MVA %I 1.0175PU -13.83 X--- LOSSES ---X X---- AREA ----X X--
-- ZONE ----X  1
                    67.157KV          MW  MVAR  9 RED1
TO LOAD-PQ          20.8 -1.7 20.9
TO  38 B38    66.000 1   8.7 -0.5  8.8 13          0.02 0.06  9 RED1
TO  59 B59    66.000 1 -29.5  2.2 29.6 36          0.09 0.42  9 RED1

BUS  2 B2    66.000 CKT  MW  MVAR  MVA %I 0.9751PU -16.24 X--- LOSSES ---X X---- AREA ----X X--
-- ZONE ----X  2
                    64.358KV          MW  MVAR  9 RED1
TO LOAD-PQ          17.4 -2.2 17.5
TO  41 B41    66.000 1 -17.4  2.2 17.5 44          0.18 0.32  9 RED1

BUS  3 B3    66.000 CKT  MW  MVAR  MVA %I 1.0112PU -14.28 X--- LOSSES ---X X---- AREA ----X X--
-- ZONE ----X  3
                    66.741KV          MW  MVAR  9 RED1
TO LOAD-PQ          21.4  1.2 21.4
TO  11 B11    66.000 1  -3.9  0.1  3.9  6          0.00 0.01  9 RED1
TO  59 B59    66.000 1 -17.5 -1.2 17.6 26          0.11 0.40  9 RED1

BUS  4 B4    66.000 CKT  MW  MVAR  MVA %I 1.0010PU -14.18 X--- LOSSES ---X X---- AREA ----X X--
-- ZONE ----X  4
                    66.064KV          MW  MVAR  9 RED1
TO LOAD-PQ          24.5  0.1 24.5
TO  19 B19    66.000 1  -9.1  0.3  9.1 11          0.02 0.09  9 RED1
TO  44 B44    66.000 1  -7.6  0.0  7.6 25          0.02 0.03  9 RED1
TO  44 B44    66.000 2  -7.9 -0.4  7.9 20          0.02 0.03  9 RED1

BUS  5 B5    66.000 CKT  MW  MVAR  MVA %I 1.0073PU -12.84 X--- LOSSES ---X X---- AREA ----X X--
-- ZONE ----X  5
                    66.480KV          MW  MVAR  9 RED1
TO LOAD-PQ          28.0  1.5 28.1
TO  20 B20    66.000 1 -13.1  1.3 13.1 33          0.18 0.27  9 RED1
TO  20 B20    66.000 2 -13.1  1.3 13.1 33          0.18 0.27  9 RED1
TO  28 B28    66.000 1  -1.9 -4.1  4.6  7          0.01 0.02  9 RED1

BUS  6 B6    220.00 CKT  MW  MVAR  MVA %I 1.0193PU -6.35 X--- LOSSES ---X X---- AREA ----X X--
- ZONE ----X  6
                    224.24KV          MW  MVAR  9 RED1
TO  7 B7     132.00 4   25.2 -0.7 25.2 39 1.0000UN          0.03 0.81  9 RED1
TO  7 B7     132.00 5   25.2  8.1 26.5 41 1.0000UN          0.03 0.89  9 RED1
TO  8 B8     66.000 1   47.4  7.5 48.0 59 0.9862LK          0.11 3.72  9 RED1
TO  8 B8     66.000 2   48.0  7.7 48.6 60 0.9862LK          0.10 3.77  9 RED1
TO  8 B8     66.000 3   47.8  1.5 47.8 59 0.9959LK          0.10 3.68  9 RED1
TO  17 B17    220.00 1 -97.5 -12.1 98.2 28          0.17 1.17  9 RED1
TO  17 B17    220.00 2 -96.2 -12.0 96.9 28          0.16 1.15  9 RED1
    
```

Capacidad de evacuación y suministro nodal en un sistema eléctrico

BUS	7 B7	132.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0083	PU	-8.19	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
- ZONE	----	X	7														
						133.09	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	6 B6	220.00	4	-25.2	1.5	25.3	40	0.9889	LK	0.03	0.81	9	RED1				
TO	6 B6	220.00	5	-25.2	-7.2	26.2	41	1.0000	LK	0.03	0.89	9	RED1				
TO	27 B27	132.00	1	50.4	5.8	50.7	44			0.53	1.76	9	RED1				
BUS	8 B8	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0218	PU	-10.77	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
-- ZONE	----	X	8														
						67.439	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	6 B6	220.00	1	-47.3	-3.7	47.5	58	1.0000	UN	0.11	3.72	9	RED1				
TO	6 B6	220.00	2	-47.9	-3.9	48.1	59	1.0000	UN	0.10	3.77	9	RED1				
TO	6 B6	220.00	3	-47.7	2.2	47.7	58	1.0000	UN	0.10	3.68	9	RED1				
TO	20 B20	66.000	1	50.0	1.3	50.0	60			0.15	0.72	9	RED1				
TO	20 B20	66.000	2	46.9	1.2	47.0	56			0.14	0.67	9	RED1				
TO	28 B28	66.000	1	18.5	1.0	18.5	22			0.14	0.66	9	RED1				
TO	39 B39	66.000	1	3.6	2.6	4.4	5			0.01	0.04	9	RED1				
TO	42 B42	66.000	1	24.0	-0.5	24.0	32			0.23	1.11	9	RED1				
BUS	9 B9	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0025	PU	-15.50	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
-- ZONE	----	X	9														
						66.165	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	LOAD-PQ			27.3	-5.4	27.9											
TO	16 B16	66.000	1	-2.3	6.5	6.9	17			0.05	0.10	9	RED1				
TO	48 B48	66.000	1	-12.5	-0.5	12.5	30			0.04	0.67	9	RED1				
TO	48 B48	66.000	2	-12.5	-0.5	12.5	30			0.04	0.67	9	RED1				
BUS	10 B10	132.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9763	PU	-10.68	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
X---- ZONE	----	X	10														
						128.87	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	SWITCHED SHUNT			0.0	60.0	60.0											
TO	13 B13	132.00	1	49.0	-1.6	49.0	50			0.14	0.47	9	RED1				
TO	27 B27	132.00	1	-49.0	-58.4	76.3	78			0.87	0.52	9	RED1				
BUS	11 B11	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0121	PU	-14.06	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
X---- ZONE	----	X	11														
						66.799	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	LOAD-PQ			42.3	4.0	42.5											
TO	3 B3	66.000	1	3.9	-0.2	3.9	6			0.00	0.01	9	RED1				
TO	38 B38	66.000	1	4.9	-12.0	13.0	19			0.02	0.06	9	RED1				
TO	59 B59	66.000	1	-25.5	4.1	25.9	62			0.26	0.44	9	RED1				
TO	59 B59	66.000	2	-25.5	4.1	25.9	62			0.26	0.44	9	RED1				
BUS	12 B12	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0018	PU	-14.48	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
X---- ZONE	----	X	12														
						66.117	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	LOAD-PQ			50.3	9.4	51.2											
TO	43 B43	66.000	1	-21.4	7.2	22.6	36			0.02	0.05	9	RED1				
TO	59 B59	66.000	1	-28.9	-16.6	33.3	54			0.07	1.04	9	RED1				
BUS	13 B13	132.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9738	PU	-11.24	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
X---- ZONE	----	X	13														
						128.54	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	LOAD-PQ			26.2	1.4	26.3											
TO	10 B10	132.00	1	-48.9	1.7	48.9	50			0.14	0.47	9	RED1				
TO	15 B15	132.00	1	22.6	-3.1	22.8	29			0.13	0.44	9	RED1				
BUS	14 B14	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9966	PU	-13.69	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	-----X	X---
X---- ZONE	----	X	14														
						65.776	KV		MW	MVAR	9	RED1					
TO	LOAD-PQ			55.5	12.4	56.9											
TO	35 B35	66.000	1	7.7	-3.4	8.4	12			0.00	0.01	9	RED1				
TO	40 B40	66.000	1	-17.4	2.4	17.6	22			0.01	0.03	9	RED1				
TO	48 B48	66.000	1	-45.8	-11.5	47.2	59			0.31	1.12	9	RED1				

Capacidad de evacuación y suministro nodal en un sistema eléctrico

BUS	15 B15	132.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9702	PU	-12.39	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	----X
X----	ZONE	----	X	15												
						128.07KV						MW	MVAR	9	RED1	
TO	LOAD-PQ			39.1	1.6	39.1										
TO	13 B13	132.00	1	-22.5	1.9	22.6	28			0.13	0.44	9	RED1			
TO	21 B21	132.00	1	-15.2	-1.3	15.3	12			0.00	0.01	9	RED1			
TO	21 B21	132.00	2	-18.8	-1.5	18.9	15			0.01	0.02	9	RED1			
TO	26 B26	132.00	1	17.5	-0.6	17.5	22			0.03	0.12	9	RED1			
BUS	16 B16	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9918	PU	-14.82	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	----X
X----	ZONE	----	X	16												
						65.456KV						MW	MVAR	9	RED1	
TO	LOAD-PQ			12.2	3.8	12.8										
TO	9 B9	66.000	1	2.3	-6.6	7.0	17			0.05	0.10	9	RED1			
TO	46 B46	66.000	1	-18.1	3.9	18.6	47			0.44	0.81	9	RED1			
TO	60 B60	66.000	1	3.6	-1.1	3.7	9			0.00	0.00	9	RED1			
BUS	17 B17	220.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0224	PU	-5.68	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	----X
---	ZONE	----	X	17												
						224.93KV						MW	MVAR	9	RED1	
TO	6 B6	220.00	1	97.6	11.2	98.3	28			0.17	1.17	9	RED1			
TO	6 B6	220.00	2	96.3	11.0	97.0	28			0.16	1.15	9	RED1			
TO	18 B18	66.000	1	44.1	-3.3	44.2	54	1.0155	LK	0.10	3.34	9	RED1			
TO	18 B18	66.000	2	45.7	2.6	45.8	56	1.0057	LK	0.10	3.44	9	RED1			
TO	30 B30	220.00	1	-234.7	-43.1	238.7	34			0.59	5.57	9	RED1			
TO	30 B30	220.00	2	-223.6	-41.1	227.4	33			0.57	5.31	9	RED1			
TO	36 B36	220.00	1	115.7	34.7	120.8	35			0.49	3.41	9	RED1			
TO	47 B47	220.00	1	58.8	28.0	65.1	19			0.17	1.17	9	RED1			
BUS	18 B18	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0130	PU	-9.99	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	----X
---	ZONE	----	X	18												
						66.859KV						MW	MVAR	9	RED1	
TO	17 B17	220.00	1	-44.0	6.6	44.5	55	1.0000	UN	0.10	3.34	9	RED1			
TO	17 B17	220.00	2	-45.6	0.8	45.6	56	1.0000	UN	0.10	3.44	9	RED1			
TO	39 B39	66.000	1	14.0	-3.7	14.5	17			0.06	0.29	9	RED1			
TO	46 B46	66.000	1	37.1	-3.2	37.2	72			0.38	1.34	9	RED1			
TO	46 B46	66.000	2	38.6	-0.6	38.6	75			0.29	1.42	9	RED1			
BUS	19 B19	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0026	PU	-13.62	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	----X
X----	ZONE	----	X	19												
						66.172KV						MW	MVAR	9	RED1	
TO	LOAD-PQ			35.8	7.6	36.6										
TO	4 B4	66.000	1	9.1	-0.4	9.1	11			0.02	0.09	9	RED1			
TO	20 B20	66.000	2	-13.6	1.2	13.7	33			0.25	0.47	9	RED1			
TO	20 B20	66.000	3	-13.4	1.2	13.4	33			0.25	0.46	9	RED1			
TO	37 B37	66.000	1	-10.2	0.1	10.2	26			0.10	0.18	9	RED1			
TO	37 B37	66.000	2	-10.3	0.1	10.3	26			0.10	0.18	9	RED1			
TO	45 B45	66.000	1	1.3	-4.9	5.0	14			0.03	0.06	9	RED1			
TO	45 B45	66.000	2	1.3	-4.9	5.0	14			0.03	0.06	9	RED1			
BUS	20 B20	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0185	PU	-11.59	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	----X
X----	ZONE	----	X	20												
						67.220KV						MW	MVAR	9	RED1	
TO	LOAD-PQ			42.7	6.3	43.1										
TO	5 B5	66.000	1	13.2	-1.5	13.3	33			0.18	0.27	9	RED1			
TO	5 B5	66.000	2	13.2	-1.5	13.3	33			0.18	0.27	9	RED1			
TO	8 B8	66.000	1	-49.8	-0.6	49.8	60			0.15	0.72	9	RED1			
TO	8 B8	66.000	2	-46.8	-0.6	46.8	56			0.14	0.67	9	RED1			
TO	19 B19	66.000	2	13.9	-1.0	13.9	33			0.25	0.47	9	RED1			
TO	19 B19	66.000	3	13.6	-1.1	13.7	33			0.25	0.46	9	RED1			
BUS	21 B21	132.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9706	PU	-12.34	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	----X
X----	ZONE	----	X	21												
						128.12KV						MW	MVAR	9	RED1	
TO	15 B15	132.00	1	15.2	1.2	15.3	12			0.00	0.01	9	RED1			
TO	15 B15	132.00	2	18.8	1.5	18.9	15			0.01	0.02	9	RED1			

Capacidad de evacuación y suministro nodal en un sistema eléctrico

TO	22 B22	11.000	1	-11.5	-2.5	11.8	61	1.0000LK	0.03	0.76	9	RED1		
TO	23 B23	11.000	1	-9.7	2.9	10.1	25	1.0000LK	0.01	0.31	9	RED1		
TO	24 B24	11.000	1	-12.9	-3.1	13.2	68	1.0000LK	0.04	0.95	9	RED1		
BUS	22 B22	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9878PU	-8.82	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
--- ZONE ----X 22														
FROM GENERATION				11.6	3.2R	12.0	60	10.866KV	MW	MVAR	9	RED1		
TO	21 B21	132.00	1	11.6	3.2	12.0	61	1.0000UN	0.03	0.76	9	RED1		
BUS	23 B23	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9632PU	-10.62	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
X---- ZONE ----X 23														
FROM GENERATION				9.7	-2.6R	10.0	15	10.595KV	MW	MVAR	9	RED1		
TO	21 B21	132.00	1	9.7	-2.6	10.0	25	1.0000UN	0.01	0.31	9	RED1		
BUS	24 B24	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9915PU	-8.47	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
--- ZONE ----X 24														
FROM GENERATION				12.9	4.0R	13.5	68	10.906KV	MW	MVAR	9	RED1		
TO	21 B21	132.00	1	12.9	4.0	13.5	68	1.0000UN	0.04	0.95	9	RED1		
BUS	25 B25	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0079PU	-13.27	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
X---- ZONE ----X 25														
				66.522KV	MW	MVAR	9	RED1						
TO LOAD-PQ				28.4	3.2	28.6								
TO	29 B29	66.000	1	17.3	-1.7	17.4	42		0.12	0.21	9	RED1		
TO	29 B29	66.000	2	17.3	-1.7	17.4	42		0.12	0.21	9	RED1		
TO	37 B37	66.000	1	-64.8	-9.3	65.5	79		0.16	0.79	9	RED1		
TO	37 B37	66.000	2	-64.8	-9.3	65.5	79		0.16	0.79	9	RED1		
TO	43 B43	66.000	1	19.6	-4.5	20.2	49		0.20	0.34	9	RED1		
TO	43 B43	66.000	2	19.6	-4.5	20.2	49		0.20	0.34	9	RED1		
TO	44 B44	66.000	1	16.2	2.6	16.4	20		0.04	0.20	9	RED1		
TO	44 B44	66.000	2	16.2	2.6	16.4	20		0.04	0.20	9	RED1		
TO	44 B44	66.000	3	15.8	2.5	16.0	19		0.04	0.20	9	RED1		
TO	44 B44	66.000	4	15.8	2.5	16.0	19		0.04	0.20	9	RED1		
TO	48 B48	66.000	1	-18.3	8.9	20.4	44		0.14	0.26	9	RED1		
TO	48 B48	66.000	2	-18.3	8.9	20.4	44		0.14	0.26	9	RED1		
BUS	26 B26	132.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9684PU	-12.77	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
X---- ZONE ----X 26														
				127.83KV	MW	MVAR	9	RED1						
TO LOAD-PQ				17.4	0.0	17.4								
TO	15 B15	132.00	1	-17.4	0.0	17.4	22		0.03	0.12	9	RED1		
BUS	27 B27	132.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9939PU	-10.11	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
X---- ZONE ----X 27														
				131.20KV	MW	MVAR	9	RED1						
TO SWITCHED SHUNT				0.0	62.2	62.2								
TO	7 B7	132.00	1	-49.9	-5.5	50.2	44		0.53	1.76	9	RED1		
TO	10 B10	132.00	1	49.9	-56.7	75.5	76		0.87	0.52	9	RED1		
BUS	28 B28	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0128PU	-12.79	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
X---- ZONE ----X 28														
				66.845KV	MW	MVAR	9	RED1						
TO LOAD-PQ				16.4	-3.4	16.8								
TO	5 B5	66.000	1	1.9	4.0	4.4	7		0.01	0.02	9	RED1		
TO	8 B8	66.000	1	-18.3	-0.6	18.3	22		0.14	0.66	9	RED1		
BUS	29 B29	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0025PU	-14.01	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
X---- ZONE ----X 29														
				66.167KV	MW	MVAR	9	RED1						
TO LOAD-PQ				43.2	-1.0	43.3								
TO	25 B25	66.000	1	-17.2	1.9	17.3	42		0.12	0.21	9	RED1		
TO	25 B25	66.000	2	-17.2	1.9	17.3	42		0.12	0.21	9	RED1		
TO	44 B44	66.000	1	-8.9	-2.7	9.3	23		0.01	0.01	9	RED1		
BUS	30 B30	220.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0293PU	-4.40	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-
--- ZONE ----X 30														

Capacidad de evacuación y suministro nodal en un sistema eléctrico

226.46KV											MW	MVAR	9 RED1	
TO LOAD-PQ			9.8	-38.3	39.5									
TO 17 B17	220.00	1	235.3	45.6	239.7	34		0.59	5.57	9 RED1				
TO 17 B17	220.00	2	224.2	43.2	228.3	33		0.57	5.31	9 RED1				
TO 31 B31	12.000	1	-116.7	-14.0	117.5	76	1.0364LK		0.22	10.51	9 RED1			
TO 32 B32	12.000	1	-117.9	-12.0	118.5	77	1.0364LK		0.24	10.65	9 RED1			
TO 33 B33	12.000	1	-114.9	-15.1	115.9	69	1.0364LK		0.14	9.03	9 RED1			
TO 34 B34	12.000	1	-119.8	-9.4	120.2	78	1.0364LK		0.15	10.47	9 RED1			
BUS 31 B31	12.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0095PU	0.60	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
--- ZONE	----	X	31											
FROM GENERATION			116.9	24.5R	119.4	76	12.114KV		MW	MVAR	9 RED1			
TO 30 B30	220.00	1	116.9	24.5	119.4	79	1.0000UN		0.22	10.51	9 RED1			
BUS 32 B32	12.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0081PU	0.65	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
--- ZONE	----	X	32											
FROM GENERATION			118.1	22.6R	120.3	77	12.097KV		MW	MVAR	9 RED1			
TO 30 B30	220.00	1	118.1	22.6	120.3	80	1.0000UN		0.24	10.65	9 RED1			
BUS 33 B33	12.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0074PU	-0.04	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
--- ZONE	----	X	33											
FROM GENERATION			115.0	24.1R	117.5	72	12.089KV		MW	MVAR	9 RED1			
TO 30 B30	220.00	1	115.0	24.1	117.5	72	1.0000UN		0.14	9.03	9 RED1			
BUS 34 B34	12.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0049PU	0.52	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
--- ZONE	----	X	34											
FROM GENERATION			120.0	19.9R	121.6	75	12.059KV		MW	MVAR	9 RED1			
TO 30 B30	220.00	1	120.0	19.9	121.6	81	1.0000UN		0.15	10.47	9 RED1			
BUS 35 B35	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9967PU	-13.73	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
X---- ZONE	----	X	35											
65.779KV											MW	MVAR	9 RED1	
TO LOAD-PQ			44.3	5.4	44.7									
TO 14 B14	66.000	1	-7.7	2.2	8.0	11		0.00	0.01	9 RED1				
TO 48 B48	66.000	1	-36.6	-7.5	37.4	47		0.28	0.90	9 RED1				
BUS 36 B36	220.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0101PU	-7.17	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
--- ZONE	----	X	36											
222.23KV											MW	MVAR	9 RED1	
TO 17 B17	220.00	1	-115.2	-35.3	120.5	35		0.49	3.41	9 RED1				
TO 37 B37	66.000	1	57.0	14.2	58.7	73	0.9764LK		0.17	5.65	9 RED1			
TO 37 B37	66.000	2	58.4	14.5	60.1	74	0.9764LK		0.18	5.79	9 RED1			
TO 37 B37	66.000	3	60.0	8.8	60.6	75	0.9862LK		0.16	5.76	9 RED1			
TO 47 B47	220.00	1	-60.1	-2.1	60.1	18		0.10	0.67	9 RED1				
BUS 37 B37	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0122PU	-12.60	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
X---- ZONE	----	X	37											
66.802KV											MW	MVAR	9 RED1	
TO 19 B19	66.000	1	10.3	-0.1	10.3	26		0.10	0.18	9 RED1				
TO 19 B19	66.000	2	10.4	-0.1	10.4	26		0.10	0.18	9 RED1				
TO 25 B25	66.000	1	65.0	10.1	65.7	79		0.16	0.79	9 RED1				
TO 25 B25	66.000	2	65.0	10.1	65.7	79		0.16	0.79	9 RED1				
TO 36 B36	220.00	1	-56.8	-8.6	57.5	71	1.0000UN		0.17	5.65	9 RED1			
TO 36 B36	220.00	2	-58.2	-8.7	58.8	73	1.0000UN		0.18	5.79	9 RED1			
TO 36 B36	220.00	3	-59.8	-3.0	59.9	74	1.0000UN		0.16	5.76	9 RED1			
TO 60 B60	66.000	1	24.2	0.3	24.2	60		0.49	0.95	9 RED1				
BUS 38 B38	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0158PU	-14.23	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
X---- ZONE	----	X	38											
67.041KV											MW	MVAR	9 RED1	
TO LOAD-PQ			13.6	-11.6	17.9									
TO 1 B1	66.000	1	-8.7	0.0	8.7	13		0.02	0.06	9 RED1				
TO 11 B11	66.000	1	-4.9	11.6	12.6	18		0.02	0.06	9 RED1				
BUS 39 B39	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0142PU	-11.14	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----X X-	
X---- ZONE	----	X	39											

Capacidad de evacuación y suministro nodal en un sistema eléctrico

BUS	47 B47	220.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0119	PU	-6.53	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	47													
						222.62	KV					MW	MVAR	9	RED1		
TO	17 B17	220.00	1	-58.7	-31.5	66.6	19			0.17	1.17	9	RED1				
TO	36 B36	220.00	1	60.2	-0.3	60.2	18			0.10	0.67	9	RED1				
TO	48 B48	66.000	1	62.3	6.0	62.6	77	0.9959	LK	0.18	6.46	9	RED1				
TO	48 B48	66.000	2	62.3	6.0	62.6	77	0.9959	LK	0.18	6.46	9	RED1				
TO	48 B48	66.000	3	65.0	6.3	65.3	81	0.9959	LK	0.19	6.74	9	RED1				
TO	49 B49	11.000	1	-68.0	-5.1	68.2	64	1.0000	LK	0.16	4.99	9	RED1				
TO	50 B50	11.000	1	-68.2	4.3	68.3	64	1.0000	LK	0.16	5.01	9	RED1				
TO	51 B51	11.000	1	-71.6	-15.6	73.3	72	1.0000	LK	0.18	5.77	9	RED1				
TO	52 B52	11.000	1	-47.9	-4.4	48.1	48	1.0000	LK	0.08	2.48	9	RED1				
TO	53 B53	11.000	1	-51.3	-7.0	51.8	51	1.0000	LK	0.09	2.88	9	RED1				
TO	54 B54	11.000	1	-50.6	-5.4	50.9	50	1.0000	LK	0.09	2.78	9	RED1				
TO	55 B55	11.000	1	-10.0	11.4	15.1	15	1.0000	LK	0.01	0.25	9	RED1				
TO	58 B58	220.00	2	176.4	35.3	179.9	52			0.56	3.91	9	RED1				
BUS	48 B48	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0085	PU	-12.45	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
X----	ZONE	----	X	48													
						66.562	KV					MW	MVAR	9	RED1		
TO	9 B9	66.000	1	12.6	1.0	12.6	30			0.04	0.67	9	RED1				
TO	9 B9	66.000	2	12.6	1.0	12.6	30			0.04	0.67	9	RED1				
TO	14 B14	66.000	1	46.1	10.8	47.3	59			0.31	1.12	9	RED1				
TO	25 B25	66.000	1	18.5	-9.0	20.5	44			0.14	0.26	9	RED1				
TO	25 B25	66.000	2	18.5	-9.0	20.5	44			0.14	0.26	9	RED1				
TO	35 B35	66.000	1	36.9	6.6	37.5	46			0.28	0.90	9	RED1				
TO	40 B40	66.000	1	29.8	-0.2	29.8	74			0.35	0.57	9	RED1				
TO	40 B40	66.000	2	29.8	-0.2	29.8	74			0.35	0.57	9	RED1				
TO	47 B47	220.00	1	-62.2	0.4	62.2	77	1.0000	UN	0.18	6.46	9	RED1				
TO	47 B47	220.00	2	-62.2	0.4	62.2	77	1.0000	UN	0.18	6.46	9	RED1				
TO	47 B47	220.00	3	-64.8	0.5	64.8	80	1.0000	UN	0.19	6.74	9	RED1				
TO	56 B56	66.000	1	-15.5	-2.3	15.7	39			0.01	0.01	9	RED1				
BUS	49 B49	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0225	PU	-2.39	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	49													
FROM	GENERATION			68.2	10.1R	68.9	74	11.248	KV			MW	MVAR	9	RED1		
TO	47 B47	220.00	1	68.1	10.1	68.9	64	1.0000	UN	0.16	4.99	9	RED1				
BUS	50 B50	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0123	PU	-2.32	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	50													
FROM	GENERATION			68.3	0.7R	68.3	74	11.135	KV			MW	MVAR	9	RED1		
TO	47 B47	220.00	1	68.3	0.7	68.3	64	1.0000	UN	0.16	5.01	9	RED1				
BUS	51 B51	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0342	PU	-2.24	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	51													
FROM	GENERATION			71.8	21.3R	74.9	75	11.376	KV			MW	MVAR	9	RED1		
TO	47 B47	220.00	1	71.8	21.3	74.9	72	1.0000	UN	0.18	5.77	9	RED1				
BUS	52 B52	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0197	PU	-3.61	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	52													
FROM	GENERATION			48.0	6.9R	48.4	70	11.217	KV			MW	MVAR	9	RED1		
TO	47 B47	220.00	1	47.9	6.9	48.4	48	1.0000	UN	0.08	2.48	9	RED1				
BUS	53 B53	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0228	PU	-3.42	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	53													
FROM	GENERATION			51.4	9.9R	52.3	76	11.251	KV			MW	MVAR	9	RED1		
TO	47 B47	220.00	1	51.4	9.9	52.3	51	1.0000	UN	0.09	2.88	9	RED1				
BUS	54 B54	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0210	PU	-3.45	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	54													
FROM	GENERATION			50.7	8.2R	51.4	75	11.231	KV			MW	MVAR	9	RED1		
TO	47 B47	220.00	1	50.7	8.2	51.4	50	1.0000	UN	0.09	2.78	9	RED1				
BUS	55 B55	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0000	PU	-5.88	X---	LOSSES	---X	X---	AREA	----X	X-
---	ZONE	----	X	55													
FROM	GENERATION			10.0	-11.1R	15.0	32	11.000	KV			MW	MVAR	9	RED1		

Capacidad de evacuación y suministro nodal en un sistema eléctrico

TO	47 B47	220.00	1	10.0	-11.1	15.0	15	1.0000UN	0.01	0.25	9	RED1		
BUS	56 B56	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0090PU	-12.43	X---	LOSSES	---X X----	AREA	----X
X----	ZONE	----X	56											
						66.594KV		MW	MVAR	9	RED1			
TO	48 B48	66.000	1	15.5	2.1	15.6	39		0.01	0.01	9	RED1		
TO	57 B57	11.000	1	-15.5	-2.1	15.6	37	0.9500LK	0.02	0.64	9	RED1		
BUS	57 B57	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0700PU	-10.11	X---	LOSSES	---X X----	AREA	----X
X----	ZONE	----X	57											
	FROM GENERATION			15.5	2.7R	15.7	63	11.770KV			MW	MVAR	9	RED1
TO	56 B56	66.000	1	15.5	2.7	15.7	35	1.0000UN	0.02	0.64	9	RED1		
BUS	58 B58	220.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0046PU	-7.72	X---	LOSSES	---X X----	AREA	----X X-
---	ZONE	----X	58											
						221.02KV		MW	MVAR	9	RED1			
TO	47 B47	220.00	2	-175.8	-33.4	179.0	53		0.56	3.91	9	RED1		
TO	59 B59	66.000	1	58.2	6.8	58.6	73	0.9764LK	0.16	5.42	9	RED1		
TO	59 B59	66.000	2	59.3	13.4	60.8	76	0.9667LK	0.17	5.68	9	RED1		
TO	59 B59	66.000	3	58.3	13.3	59.8	74	0.9667LK	0.15	5.59	9	RED1		
BUS	59 B59	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0195PU	-13.02	X---	LOSSES	---X X----	AREA	----X
X----	ZONE	----X	59											
						67.287KV		MW	MVAR	9	RED1			
TO	1 B1	66.000	1	29.6	-1.9	29.7	36		0.09	0.42	9	RED1		
TO	3 B3	66.000	1	17.7	1.5	17.7	26		0.11	0.40	9	RED1		
TO	11 B11	66.000	1	25.8	-3.8	26.1	62		0.26	0.44	9	RED1		
TO	11 B11	66.000	2	25.8	-3.8	26.1	62		0.26	0.44	9	RED1		
TO	12 B12	66.000	1	29.0	17.5	33.9	54		0.07	1.04	9	RED1		
TO	43 B43	66.000	1	23.7	3.6	24.0	57		0.33	0.61	9	RED1		
TO	43 B43	66.000	2	23.7	3.6	24.0	57		0.33	0.61	9	RED1		
TO	58 B58	220.00	1	-58.1	-1.4	58.1	71	1.0000UN	0.16	5.42	9	RED1		
TO	58 B58	220.00	2	-59.1	-7.7	59.6	73	1.0000UN	0.17	5.68	9	RED1		
TO	58 B58	220.00	3	-58.2	-7.7	58.7	72	1.0000UN	0.15	5.59	9	RED1		
BUS	60 B60	66.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9916PU	-14.87	X---	LOSSES	---X X----	AREA	----X
X----	ZONE	----X	60											
						65.443KV		MW	MVAR	9	RED1			
TO	LOAD-PQ			27.3	-1.4	27.3								
TO	16 B16	66.000	1	-3.6	1.0	3.7	9		0.00	0.00	9	RED1		
TO	37 B37	66.000	1	-23.7	0.4	23.7	60		0.49	0.95	9	RED1		

ANEXO IV. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 12.1 y 13.1.

En este anexo se muestran los procedimientos de operación que se mencionan en el capítulo 6 correspondiente a la legislación aplicable.

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

20053 *RESOLUCIÓN de 30 de julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.*

Vista la propuesta realizada por el operador del sistema para la aprobación de un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con el apartado 1 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Los procedimientos propuestos se consideran adecuados para la mejor ejecución del mencionado Real Decreto y de la Orden de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del mismo.

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico,

Esta Secretaría de Estado resuelve:

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

Segundo.—La presente Resolución entrará en vigor a partir del 1 de septiembre de 1998.

Tercero.—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 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Madrid, 30 de julio de 1998.—El Secretario de Estado, Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena.

Ilmo. Sr. Director general de Energía y Sr. Presidente de la «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima».

ANEXO

Procedimientos de operación del sistema

El presente documento contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

1. Funcionamiento del sistema:

P.O.-1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

P.O.-1.2 Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.3 Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.4 Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.

P.O.-1.6 Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema.

2. Previsión de la cobertura:

P.O.-2.5 Planes de mantenimiento de las unidades de producción.

3. Programación de la operación:

P.O.-3.1 Programación de la generación.

P.O.-3.2 Solución de restricciones técnicas.

P.O.-3.3 Resolución de los desvíos generación-consumo.

P.O.-3.4 Programación del mantenimiento de la red de transporte.

P.O.-3.5 Programación a corto plazo de descargos en la red de transporte.

7. Gestión de los servicios complementarios:

P.O.-7.1 Servicio complementario de regulación primaria.

P.O.-7.2 Servicio complementario de regulación secundaria.

P.O.-7.3 Servicio complementario de regulación terciaria.

P.O.-7.4 Servicio complementario de control de tensión por los generadores.

8. Operación de la red de transporte:

P.O.-8.1 Red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.1

Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer los criterios de seguridad que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida.

Estos criterios de seguridad tienen en cuenta los criterios utilizados en el diseño y planificación de la red de transporte, de manera que exista una coherencia entre las condiciones de diseño y las de utilización de la red.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento debe ser aplicado por el operador del sistema (OS), tanto en

los estudios de programación de la operación, como en la operación en tiempo real. Afecta a todas las instalaciones de la red gestionada por el OS y a todas las instalaciones de producción conectadas directamente a esta red.

3. **Definiciones.**—Se pueden distinguir cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

Estado normal: Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 4.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias, indicados en el apartado 4.3.2.

Estado de alerta: Situación correspondiente al caso en que, aun siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.

Estado de emergencia: Situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal.

Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

Estado de reposición: Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

4. **Criterios de seguridad.**

4.1 **Parámetros de control de la seguridad del sistema eléctrico.**—Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

La frecuencia.
Las tensiones en los nudos de la red.
Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparata asociada).

4.2 **Contingencias que deben considerarse en el análisis de seguridad.**—Las contingencias que deben considerarse en el análisis de seguridad son:

El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (grupo generador, línea, transformador o reactancia) (criterio N-1).

El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado.

En situaciones especiales, cuando la puesta en práctica de las medidas de operación tras una contingencia requiera un tiempo excesivo, como puede suceder con el acoplamiento de un grupo térmico, se considerará también el fallo del mayor equipo generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

4.3 **Márgenes de variación admisibles de los parámetros de control en la operación.**

4.3.1 **Funcionamiento normal del sistema.**

4.3.1.1 **Frecuencia.**—Por encontrarse el sistema eléctrico peninsular conectado al sistema europeo, los márgenes de variación de la frecuencia vendrán dados por las consignas emitidas por la UCPTe para el mantenimiento de la frecuencia.

4.3.1.2 **Tensión.**—Los procedimientos de control de tensión de las diferentes zonas eléctricas, vigentes en cada momento, establecerán los perfiles de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos. Estos procedimientos tienen en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes

de diseño de las instalaciones y por las condiciones de entrega de energía establecidas en los nudos frontera de la red de transporte, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.

Los criterios para el establecimiento de los niveles admisibles de la tensión en los nudos de la red de transporte se recogen en el procedimiento P.O.-1.3.

4.3.1.3 **Carga.**—Los niveles de carga de los elementos de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidos para las diferentes épocas del año, de acuerdo con el procedimiento P.O.-1.2.

4.3.2 **Comportamiento del sistema frente a contingencias.**—El sistema deberá mantener sus parámetros de control dentro de los límites que se indican a continuación para las siguientes contingencias:

a) **Fallo simple (criterio N-1):**

No se producen cortes de mercado

No se producen sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 por 100, con una duración inferior a veinte minutos.

No se producen sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, salvo en invierno, en que se admite, como criterio general, una sobrecarga máxima de un 10 por 100, respecto a su potencia nominal. Este límite puede variar en función de las características constructivas de cada transformador y de su respuesta frente a sobrecargas.

Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV ...	380 (95 por 100).	435 (108,7 por 100).
220 kV ...	205 (93 por 100).	245 (111 por 100).

b) **Pérdida de líneas de doble circuito.**—No se producen cortes de mercado.

No existen sobrecargas en las líneas de la red de transporte superiores al 15 por 100 de su límite térmico estacional.

No existen sobrecargas en los transformadores superiores al 20 por 100 en invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive), al 10 por 100 en verano (junio, julio y agosto) ni al 15 por 100 en los restantes meses.

Las tensiones en situación estable deben estar dentro de los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV ...	375 (93,75 por 100).	435 (108,7 por 100).
220 kV ...	200 (90 por 100).	245 (111 por 100).

c) **Fallo simultáneo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de interconexión de la misma con el resto del sistema.**—No se producen cortes de mercado.

Se considerará este tipo de contingencia cuando la puesta en práctica de las medidas de operación paliativas tras el fallo de un grupo requiera un tiempo muy largo, como puede suceder cuando sea necesario el acoplamiento de otro grupo térmico.

En estos casos, se analizará este tipo de contingencia considerando las diferentes situaciones previstas para el sistema y, en particular, la sensibilidad del comportamiento del sistema, en caso de contingencia, frente al valor de la demanda.

d) Otras consideraciones.—Adicionalmente a los anteriores criterios, deberá garantizarse, en todos los casos, la no existencia de una condición de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión. Este requisito puede resultar más restrictivo, en ciertos casos, que la condición de mantener la tensión poscontingencia de los diferentes nudos del sistema dentro de la banda establecida.

Existen nudos en la red de transporte alimentados por sólo dos líneas, en los que, ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, dejaría de cumplirse automáticamente el criterio N-1.

En estos casos, ante el fallo de una de las líneas se deberán tomar medidas urgentes para reducir al máximo los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea.

Para la programación de trabajos con indisponibilidad de una de estas líneas se deberá valorar el riesgo de fallo de la otra, eligiendo, en todo caso, el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo.

Para trabajos con indisponibilidad de una barra de una subestación de doble embarrado, se analizará el fallo de la otra barra y se tendrán en cuenta todas las circunstancias que puedan concurrir en cada situación particular, considerando debidamente su incidencia en la seguridad del sistema.

Para la planificación y autorización de descargos de elementos de los sistemas de protección, se deberá tener en cuenta el nivel de criticidad de los diferentes nudos de la red y los tiempos críticos de despeje de falta identificados, de forma que, según cuál sea el sistema de protección en descargo, pueda optarse por abrir el elemento protegido o tomar otras medidas, tales como anular reenganches, acelerar los disparos en segunda zona, separar barras u otras acciones sobre la topología que impidan que una falta en esas condiciones pueda tener una repercusión grave para el sistema.

En aquellas situaciones en las que se considere conveniente comprobar la estabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad, en el que la contingencia considerada será una falta trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección. La falta se situará en la posición más desfavorable de la línea o doble circuito en cuestión. El tiempo de actuación de las protecciones en primera zona que se considere no será inferior a 100 metros.

4.4 Medidas extraordinarias a criterio del operador del sistema.—El operador del sistema, ante situaciones especiales, como eventos de interés público, condiciones climatológicas adversas, etc., tomará las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos de los descritos en puntos anteriores.

4.5 Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias:

Condiciones sin fallo.	La frecuencia sigue las consignas de la UCPTÉ. No existen sobrecargas. Las tensiones siguen los valores establecidos en los Procedimientos de Control de Tensión.
------------------------	---

Fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia.	No hay cortes de mercado. No existen sobrecargas en las líneas (transitorias de hasta un 15 por 100 y duración inferior a veinte minutos). Se admiten sobrecargas en transformadores de: 10 por 100 invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive). 0 por 100 en el resto del año. Tensiones comprendidas entre: Nivel de 400 kV: 380-435 kV. Nivel de 220 kV: 205-245 kV.
Fallo de doble circuito, o grupo más línea.	No hay cortes de mercado. Se admite un 15 por 100 de sobrecarga en las líneas. Se admiten sobrecargas en transformadores de: 20 por 100 invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive). 10 por 100 verano (junio, julio y agosto) 15 por 100 en los restantes meses Tensiones comprendidas entre: Nivel de 400 kV: 375-435 kV. Nivel de 220 kV: 200-245 kV. No situación de riesgo de colapso de tensión.

P.O.-1.2

Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer los criterios para determinar los niveles admisibles de carga en las líneas y transformadores de la red gestionada por el operador del sistema en régimen normal de funcionamiento del sistema.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento es de aplicación a todas las líneas y transformadores de la red gestionada por el operador del sistema. Aplica también al operador del sistema y a las empresas propietarias de dichas instalaciones.

3. *Definiciones.*—Capacidad o límite térmico estacional: Es la máxima capacidad de transporte de las líneas y transformadores en régimen permanente, asociada a un período temporal determinado.

4. *Procedimiento.*—Las empresas propietarias de las instalaciones de transporte determinarán la capacidad de las líneas y transformadores de su propiedad, utilizando para ello la metodología que se apruebe y que será publicada por el operador del sistema.

La capacidad de transporte de las líneas se derivará de la observancia del Reglamento Técnico para Líneas Aéreas de Alta Tensión, para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones.

Las características que determinan la capacidad de transporte de una línea son: La capacidad de disipación térmica de los conductores y la capacidad de disipación térmica de la aparataje asociada en las subestaciones, tomándose el valor que resulte más restrictivo.

La capacidad de los transformadores será la especificada para las diferentes condiciones de carga y características específicas de cada transformador.

Se establecerán cuatro límites térmicos estacionales para definir la capacidad de transporte, que corresponden a los siguientes períodos:

Límite térmico estacional	Período
Primavera	abril-mayo.
Verano	junio-julio-agosto.
Otoño	septiembre-octubre.
Invierno	noviembre a marzo.

En el caso de aquellas instalaciones que estén dotadas de medios de monitorización para determinar su capacidad térmica en tiempo real, se podrán tener en cuenta estos datos en los análisis de seguridad del sistema.

4.1 Metodología de cálculo.—Los modelos de cálculo que se utilicen para la determinación de las capacidades de transporte y transformación contemplarán, como mínimo, los siguientes aspectos:

Modelo térmico para la aparatación.—Tendrá en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de la aparatación, los datos estadísticos históricos de temperaturas y la temperatura máxima de diseño de la aparatación.

Modelo térmico para los conductores.—Tendrá en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico del conductor, los datos estadísticos históricos de temperaturas, la temperatura máxima de diseño del conductor y la radiación solar media del mes. Se considerará una velocidad del viento de 0,6 m/s.

Como resultado del proceso, se obtendrán los límites térmicos estacionales y los límites de transporte en situaciones especiales de explotación de duración inferior a veinte minutos.

Modelo térmico para los transformadores.—Los límites térmicos estacionales serán los que se deducen de la norma UNE-20-110-75 «Guía de carga para transformadores en aceite», que toma en consideración las condiciones ambientales y las sobrecargas admisibles en régimen permanente y transitorio.

Como resultado de la aplicación de la hipótesis de pérdida de vida estable, se obtendrán los límites térmicos estacionales y la capacidad máxima de transformación en situaciones especiales de explotación de duración inferior a una hora.

4.2 Periodicidad del cálculo de los niveles admisibles de carga.—Las actualizaciones de las capacidades térmicas de las instalaciones de transporte se realizarán siempre que exista alguna variación de las características de los equipos y serán comunicadas al operador del sistema con la antelación suficiente sobre la fecha prevista de implantación.

En todo caso, las empresas propietarias de las instalaciones de la red de transporte realizarán, al menos, una actualización semestral de sus instalaciones, comunicando tal revisión al operador del sistema antes del 1 de enero y del 1 de julio de cada año.

P.O.-1.3

Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es definir los criterios que se emplearán para la determinación de los márgenes admisibles de las tensiones de ope-

ración de los nudos de la red gestionada por el operador del sistema en régimen normal de funcionamiento del mismo.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento es de aplicación a todas las instalaciones de la red gestionada por el operador del sistema (RG) y a las instalaciones conectadas a ella, y afecta al operador del sistema y a los siguientes agentes:

- El operador del sistema.
- Las empresas propietarias de las instalaciones conectadas a la RG.
- Los distribuidores y consumidores cualificados conectados a la RG.
- Los productores conectados a la RG.

3. *Procedimiento.*

3.1 Márgenes admisibles de tensión de servicio.—Las empresas propietarias de las instalaciones de la RG facilitarán al operador del sistema la información relativa a las tensiones máximas que pueden admitir los equipos de su propiedad, en régimen permanente y en período transitorio de duración inferior a veinte minutos.

El operador del sistema elaborará, con la participación de los agentes y antes del 31 de diciembre de 1998, una relación de los márgenes de tensión de servicio admisibles en cada uno de los nudos de la red de transporte, teniendo en cuenta los datos anteriores, las tensiones admisibles en los nudos frontera de la RG con las redes de distribución, con consumidores cualificados conectados directamente en dichos nudos frontera (P.O.—1.4) y con las unidades de producción.

Con objeto de que el operador del sistema pueda mantener actualizada la relación de márgenes de tensión en los nudos de la RG, las empresas propietarias de las instalaciones de esta red se responsabilizarán de informar al operador del sistema de todas las modificaciones que afecten, en cada instalación, a las tensiones máximas admisibles de los equipos de su propiedad.

3.2 Procedimiento de control de tensión.—El operador del sistema establecerá, antes del 31 de diciembre de 1998, los procedimientos de control de tensión en los nudos de la RG que garanticen los niveles de seguridad establecidos para la operación y que tengan, a la vez, como objetivo, la minimización de las pérdidas de transporte. Estos procedimientos serán revisados anualmente.

Los citados procedimientos se aplicarán a las diferentes zonas eléctricas del sistema en un conjunto de escenarios representativos de las diferentes condiciones de explotación posibles y permitirán fijar los valores consigna de la tensión a mantener en cada uno de los nudos de la red de transporte con capacidad directa de gestión de la energía reactiva, asegurando, simultáneamente, el respeto de las tensiones máximas admisibles por los equipos y las condiciones de entrega de energía y de acceso a la red acordadas en los nudos frontera de la red de transporte.

Los procedimientos de control de las tensiones fijarán también un intervalo de variación admisible alrededor de los valores consigna.

Los citados procedimientos establecerán la metodología que deberá seguir el operador del sistema para mantener los perfiles de tensión fijados como objetivo, dando las instrucciones oportunas a las empresas propietarias de las instalaciones de transporte, los productores y los gestores de la red de distribución.

El operador del sistema deberá establecer también los procedimientos para el control de la tensión en los nudos frontera con los sistemas eléctricos externos interconectados, que se prepararán e implantarán de forma coordinada con los operadores de estos sistemas externos.

P.O.-1.4

Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red gestionada por el operador del sistema con los agentes conectados a ella, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos frontera.

En el presente procedimiento se dan los criterios generales que serán desarrollados en la reglamentación de calidad de servicio que se establezca. Para todos los aspectos no incluidos aquí, se deberá acudir a dicha reglamentación.

2. *Ambito de aplicación.*—Este procedimiento es de aplicación a todas las instalaciones de la red gestionada por el operador del sistema (RG). Aplica también al operador del sistema y a las empresas propietarias de estas instalaciones.

3. *Condiciones técnicas de entrega de la energía.*—Las compañías propietarias de las instalaciones de la RG son responsables de operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones recibidas del operador del sistema, de forma que se garanticen las condiciones de entrega de energía establecidas en el presente procedimiento.

3.1 *Variaciones de frecuencia.*—La frecuencia nominal del sistema español es de 50 Hz. Se consideran variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz.

En caso de funcionamiento en isla de una parte del sistema español y, por tanto, no conectado al sistema europeo, se procurará mantener la frecuencia dentro de esta banda.

3.2 *Tensiones en los nudos.*—En condiciones normales de operación, la tensión en el nivel de 400 kV en los puntos frontera estará comprendida entre 390 y 420 kV. En el nivel de 220 kV la tensión estará comprendida entre 205 y 245 kV.

Eventualmente, podrán presentarse valores máximos de hasta 435 kV y mínimos de hasta 375 kV en el nivel de 400 kV.

En el nivel de 220 kV, las tensiones podrán bajar, eventualmente, hasta 200 kV.

Cualquier instalación directamente conectada a la red de transporte debe ser capaz de soportar sin daño ni desconexión los valores antes señalados.

3.3 *Interrupciones del suministro.*—Las interrupciones accidentales tienen en general como origen causas externas o sucesos que no pueden ser previstos por el operador del sistema.

El número máximo anual de interrupciones, así como su duración, deberán ajustarse a los valores que se fijen en la normativa de calidad de servicio del Ministerio de Industria y Energía.

3.4 *Huecos de tensión.*—Según se define en la norma EN 50160: 1994, de aplicación a redes de hasta 35 kV, «hueco de la tensión de alimentación» es la «disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90 y el 1 por 100 de la tensión declarada Uc, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un

hueco de tensión dura de 10 a un minuto. La profundidad de un hueco de tensión es definida como la diferencia entre la tensión eficaz durante el hueco de tensión y la tensión declarada. Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90 por 100 de la tensión declarada no son consideradas como huecos de tensión».

La frecuencia anual de los huecos de tensión deberá encontrarse dentro de los valores que se fijen en la normativa de calidad de servicio del Ministerio de Industria y Energía.

3.5 *Potencia de cortocircuito.*—El valor de potencia de cortocircuito afecta a la estabilidad de la onda de tensión y por tanto a la fluctuación de la tensión y a la severidad del parpadeo de la onda (flicker).

El operador del sistema suministrará a los usuarios de la RG los rangos previsibles de variación de la potencia de cortocircuito en los puntos de conexión con dicha red.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

3419 RESOLUCIÓN de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios 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 de los procedimientos P.O. 12.1, P.O. 12.2 y P.O. 13.3.

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

Primero.—Se aprueba el conjunto de procedimientos 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, 11 de febrero de 2005.—El Secretario General, Antonio J. Fernández Segura.

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

ANEXO

Procedimientos de Operación del Sistema

El presente anexo contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.

P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.

P.O. 13.3 Instalaciones de la red de transporte: Criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio.

P.O. 12.1

Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Alcance.
3. Ámbito de aplicación.
4. Acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de las existentes.
 - 4.1 Consideraciones generales.
 - 4.2 Capacidad de acceso.

- 4.3 Proceso de solicitud de acceso a la red de transporte.
- 4.4 Proceso de solicitud de información.

5. Proceso de solicitud de conexión a la red de transporte.

Anexo 1: Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para nuevos generadores del régimen ordinario. Generación térmica.

Anexo 2: Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para nuevos generadores del régimen especial con proceso de combustión.

Anexo 3: Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para parques de generación eólica.

Anexo 4: Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para instalaciones de red de distribución y consumo.

Anexo 5: Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para instalaciones de alimentación infraestructuras ferroviarias.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer las condiciones y el desarrollo del proceso de acceso y del proceso de la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de la potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red, como desarrollo de lo establecido en el RD 1955/2000.

2. Alcance

En el presente procedimiento se establecen:

Las condiciones de acceso de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de las existentes, el proceso de solicitud asociado, el suministro de información y los criterios empleados por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, para la concesión o denegación de las solicitudes de acceso, así como los criterios para establecer, en caso de denegación, alternativas para el acceso.

Las condiciones de conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de las existentes, el proceso de solicitud asociado, el suministro de información y los criterios empleados en el proceso por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte.

No son objeto de este documento las restricciones temporales de acceso a la red de transporte para las instalaciones ya conectadas a la red de transporte.

3. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte.

Las empresas transportistas.

Las empresas productoras de régimen ordinario y de régimen especial, las empresas distribuidoras, los gestores de distribución, los comercializadores, los consumidores cualificados, los agentes externos y otros sujetos que realicen transacciones de energía entre sistemas eléctricos utilizando la red de transporte.

4. Acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de las existentes

4.1 Consideraciones generales.

El derecho de acceso sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministro.

Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia en el sistema eléctrico español de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso. La solución de las eventuales restricciones de acceso, se apoyará en mecanismos de mercado, conforme a lo establecido en los procedimientos de operación del sistema, y en la normativa específica de la producción en régimen especial.

El acceso a la red para nuevos consumidores encontrará las restricciones derivadas del mantenimiento de la garantía de suministro de los consumidores existentes. La resolución de dichas limitaciones de acceso a la red de transporte requerirán del desarrollo del sistema.

4.2 Capacidad de acceso.

La determinación de la capacidad de acceso, se basará en el cumplimiento de los criterios de seguridad, regularidad y calidad del suministro, siendo el horizonte temporal el correspondiente al último plan o programa de desarrollo aprobado. Adicionalmente, la viabilidad del acceso solicitado y la adopción de la solución de conexión asociada al mismo

habrá de contemplar las directrices básicas de mallado de la red y, en general, los criterios de diseño y desarrollo de la red de transporte.

Será de aplicación la normativa vigente sobre criterios de desarrollo de la red de transporte y coordinación de los planes de desarrollo de la red de transporte y las redes de distribución.

Estos criterios se aplicarán sobre un conjunto de escenarios verosímiles que representen las condiciones previsiblemente más desfavorables en el horizonte de estudio para la red de transporte prevista, entre las situaciones de demanda y generación siguientes:

Situaciones de demanda punta estacional en invierno y verano.
Situaciones de hidraulicidad húmeda y seca, caracterizadas por una probabilidad de ser superada del 10 % y 90 %, respectivamente.

La cobertura de la demanda se realizará según las siguientes directrices:

Generación hidráulica según perfiles típicos húmedo y seco.
Generación nuclear máxima.
Productores en régimen especial según criterios específicos en función de la tecnología del grupo.
Generación térmica clásica proporcional a la potencia nominal del grupo (susceptible de ponderación en función del tipo de grupo).

En la determinación de la capacidad de acceso serán de aplicación los siguientes criterios:

Acceso para consumo:
El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red de transporte como la carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto, con la garantía de suministro establecida derivada de la aplicación de los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema.

Acceso para generación:
El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto.

La evaluación de las capacidades precedentes se llevará a cabo considerando el consumo previsto para el horizonte de estudio y sobre la red de referencia y cumpliendo con las siguientes condiciones generales:

En condiciones de disponibilidad total de red y situaciones de indisponibilidad establecidas en los procedimientos de operación del sistema, cumplimiento de los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema establecidos para esta situación.

Cumplimiento de las condiciones de seguridad, regularidad y calidad referidas al comportamiento dinámico aceptable del sistema en los regímenes transitorios.

Así como los siguientes criterios particulares para generación:

El tiempo crítico de eliminación de cortocircuitos será superior al mínimo alcanzable, definido éste en el procedimiento de operación 11.1 «Criterios Generales de Protección de la Red Gestionada».

La potencia de cortocircuito resultante será inferior a la máxima soportable por la aparatada, que en principio se estimará como el 85% de lo admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte existente o planificada.

Mecanismos automáticos de teledisparo de generación.—Con objeto de maximizar las posibilidades de gestión del equipo generador se admitirá la actuación de dichos dispositivos.

Criterios particulares para generadores de régimen especial.—Adicionalmente a los criterios que con carácter general se aplican para el acceso a la red de una nueva instalación de generación, los generadores de régimen especial tendrán las limitaciones derivadas de la reglamentación específica para este tipo de instalaciones.

4.3 Proceso de solicitud de acceso a la red de transporte.

Los agentes referidos en el apartado 3 que deseen establecer la conexión directa de una nueva instalación a la red de transporte, o deseen realizar una ampliación de la potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red, realizarán su solicitud de acceso al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte.

En lo referente a instalaciones a conectar a la red de transporte que no sean para conexión de generación, consumos directos o apoyo a red de distribución, los agentes transportistas presentarán sus propuestas al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, para su análisis en el proceso de planificación de la red de transporte, no siendo objeto de solicitud de acceso.

La solicitud de acceso a la red de transporte contendrá la información necesaria para la realización por parte del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte de los estudios para establecer la existencia de capacidad de acceso. A tal efecto, la información requerida será como

mínimo la establecida en el Anexo del presente procedimiento, que incluye datos de carácter general y específico para cada uno de los agentes. Cuando no se cumplan los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en los procedimientos de operación, la solicitud incluirá justificación del no cumplimiento.

El acceso a la red de los consumidores cualificados, podrá llevarse a cabo directamente o, en su caso, a través de los comercializadores con los que pudieran contratar el suministro. En cualquier caso, el acceso a la red corresponde al consumidor cualificado, por lo que, en su caso, el comercializador deberá cursar una solicitud por cada uno de los puntos de conexión en los que físicamente están conectados dichos consumidores. La información a suministrar es la que se refleja en los Anexos del presente procedimiento.

El acceso a la red de transporte de los distribuidores que quieran establecer nuevas conexiones o modificaciones de las actuales tendrá el mismo tratamiento que el de consumidores cualificados, con los requerimientos específicos de información que se exponen en el Anexo a este Procedimiento.

El formato y soporte será establecido por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte y será facilitado a los agentes que realicen la solicitud de acceso.

Los gestores de distribución remitirán al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte aquellas peticiones de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones que puedan constituir un incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte, o que puedan afectar a la seguridad y calidad del servicio, o bien que puedan tener una influencia relevante en los planes de desarrollo de la red de transporte.

A este respecto, la afección se entenderá significativa cuando concurra alguna de las siguientes condiciones:

Generadores o agrupaciones de éstos cuya inyección a la red de transporte se realice a través del mismo nudo, con potencia instalada mayor de 50 MW.

Generadores y consumidores cuya potencia instalada solicitada sea mayor del 5% y 10% de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda horaria punta y valle, respectivamente; a este respecto se considerarán los casos de estudio que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte ponga a disposición de los gestores de distribución.

Adicionalmente, para las distintas agrupaciones zonales de los generadores mencionados, los gestores de la red de distribución remitirán un Informe general de afección a la red de distribución de la zona, señalando las limitaciones encontradas asociadas a dicha red de distribución.

En su caso, el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte pondrá en conocimiento del peticionario la existencia de otras peticiones de agentes en el mismo nudo o zona de conexión.

La solicitud de acceso se considerará admitida cuando el solicitante haya cumplimentado debidamente la solicitud con la información referida en el párrafo segundo del presente apartado y ésta haya sido recepcionada por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Para ello, el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte al recibir la solicitud, comunicará al solicitante las anomalías o errores que existan para que se subsanen en el plazo de un mes. El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte informará de la solicitud a la empresa transportista propietaria del punto de conexión, tan pronto como éste haya sido identificado y, en su caso, a otros transportistas o al gestor de la red de distribución de la zona, que pudieran verse afectados.

El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte informará en el plazo máximo de dos meses sobre:

La existencia de capacidad suficiente de la red de transporte en el punto solicitado en virtud de lo establecido en el artículo 55 del RD 1955/2000.

La solución de conexión adoptada conforme a las directrices básicas de mallado de la red y, en general, de diseño y desarrollo de la red de transporte.

En su caso, este informe contendrá propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o, si ello fuera posible, de realización de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso. En este último caso El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte informará sobre los costes estimados de dichos refuerzos y la necesidad de aportación de un aval bancario por el 20 por ciento de estos costes, conforme a lo indicado en el apartado 4.5 de este procedimiento.

El Informe se remitirá al agente peticionario, a la empresa transportista del punto de conexión y, en su caso, a otros transportistas y al gestor de la red de distribución de la zona afectados.

A los efectos de petición de la conexión, según lo establecido en el artículo 57 del RD 1955/2000, el informe al que se refiere el apartado anterior tendrá una validez de seis meses.

Ante la falta de emisión de informe por parte del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte el solicitante podrá plantear un conflicto ante la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el acceso, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte.

4.4 Proceso de solicitud de información.

Los agentes que deseen información sobre algún nudo en concreto de la red de transporte para iniciar sus estudios de posible ubicación de alguna instalación en dicho nudo, podrán realizar esta solicitud al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte según las condiciones que se indican a continuación.

El acceso a los datos de cada nudo de la red de transporte podrá tener lugar mediante petición, en la que resulten identificados los datos de cuyo acceso se trate, sin que sea admisible su solicitud genérica.

Los datos disponibles para consulta se referirán a potencia instalada, prevista instalar y número de agentes. No estará disponible la información que identifique a los diversos promotores de las instalaciones a conectar en cada nudo con anterioridad a la formalización de dicha conexión.

La información relativa a las condiciones técnicas de funcionamiento, capacidad máxima de evacuación, y en general toda aquella información que requiera el desarrollo de estudios específicos para su contestación se podrá obtener mediante la solicitud del correspondiente acceso a la red de transporte.

5. Proceso de solicitud de conexión a la red de transporte

Una vez obtenido el informe favorable del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte sobre la existencia de suficiente capacidad de acceso a la red de transporte en el punto requerido, el agente peticionario presentará a la empresa transportista, propietaria de la red ya existente en dicho punto, el proyecto básico de la instalación, su programa de ejecución y formulario tipo sobre las condiciones técnicas de la instalación a conectar, que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte habrá remitido a los solicitantes al finalizar el proceso de acceso.

La empresa propietaria del punto de conexión elaborará un informe sobre el cumplimiento de las condiciones técnicas para realizar la conexión en el plazo máximo de un mes, y lo trasladará al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, junto con una copia del proyecto básico de la instalación y el correspondiente programa de ejecución. El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte analizará si existe alguna restricción derivada de esta nueva información y en el plazo máximo de un mes, emitirá un informe al respecto (Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión). En orden a garantizar el buen fin de los refuerzos de la red de transporte que, en su caso, fueran necesarios, el permiso de conexión quedará, en este caso, condicionado a la aportación por parte del agente peticionario de un aval bancario a primer requerimiento a favor del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte:

Solidario, con renuncia a los beneficios de exclusión, división y orden.

Condicionado a la autorización del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte para su cancelación.

Por el importe del 20 por ciento de los costes estimados de los refuerzos necesarios para eliminar restricciones de acceso que le hayan sido indicados por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte en el informe en respuesta a su solicitud de acceso al que se hace referencia en el apartado 4.3 anterior.

En el caso de que dichos refuerzos no llegaran a realizarse por motivos no imputables al agente peticionario, dicho aval será devuelto al agente peticionario. En el caso de que dichos refuerzos no llegaran a realizarse por causas imputables al agente, este deberá abonar los costes en los que se haya incurrido hasta ese momento. En el caso de que los refuerzos se realizaran y el agente no llegara a conectarse, por causas imputables al mismo, dicho agente deberá abonar el importe igual a la cuantía del aval, cuyo destino será establecido por el Regulador.

El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte procederá a la devolución del aval una vez que hayan realizado los refuerzos y el agente se haya conectado o, en su caso, una vez hayan sido abonados los costes indicados en los párrafos anteriores.

Ante la falta de emisión del informe sobre el cumplimiento de las condiciones técnicas para realizar la conexión por parte del transportista el solicitante podrá plantear un conflicto ante la Comisión Nacional de Energía de acuerdo con el apartado 8, del artículo 53 del RD 1955/2000.

Para la conexión de nuevas instalaciones, el proceso de solicitud de acceso y de solicitud de conexión podrá llevarse a cabo de manera simultánea, siendo en todo caso la concesión previa de acceso requisito necesario e imprescindible para la concesión del permiso de conexión. La empresa propietaria del punto de conexión tendrá en cuenta, en la elaboración de su informe, los requisitos establecidos en los procedimientos de operación 11.1 «Criterios generales de protección de la red gestionada», 11.2 «Criterios de funcionamiento e instalación de automatismos en la red gestionada» y 11.3 «Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos» relativos a protecciones y automatismos, así como los requisitos mínimos de equipamiento de las instalaciones conectadas a la red de transporte que se establezcan.

En caso de una evaluación favorable, el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte (RdT) comunicará a los sujetos afectados –propietario del punto de conexión, gestor de las redes de distribución de la zona y solicitante– el resultado de dicha valoración, explicitando las características concretas relativas a las instalaciones de conexión y a los refuerzos y/o adecuación de la RdT.

En caso de una evaluación negativa, el Operador del Sistema y Gestor de la RdT comunicará a los sujetos afectados –propietario del punto de conexión, gestor de las redes de distribución de la zona y solicitante– el resultado de dicha valoración, explicitando las medidas correctoras para subsanar dichas deficiencias.

Anexos: Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte.

Red Eléctrica proporcionará un formulario tipo a cumplimentar por el solicitante con la información que se indica a continuación.

ANEXO 1

Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para nuevos generadores del régimen ordinario. Generación térmica

1. Información general:

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red.)

Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).

Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.

Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).

Instalación de conexión a la red de transporte:

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).

Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

A: Líneas.

Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.

Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.

Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.

Longitud (km) y tipo de conductor.

Características geométricas; configuración.

B: Transformadores (excluidos los de grupo, que se contemplan en el apartado 2 de este anexo).

Tipo de transformación, grupo de conexión y refrigeración.

Parámetros: Resistencia (p.u.) y Reactancia (p.u.) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).

Características:

Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.

Relación de transformación –kV1/kV2– y rangos de regulación.

Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.

Potencia asignada (MVA) en todos los arrollamientos.

2. Información nuevas instalaciones de generación ordinaria:

Datos de la nueva instalación:

Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos –turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores-, así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Potencia nominal total producida e inyectada a la red (MW y Mvar) y mínimo técnico (MW y Mvar), así como las magnitudes correspondientes de las máquinas eléctricas declaradas en el apartado anterior.

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).

Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias).

Eficiencia de cada unidad térmica y del conjunto (kWh/kcal).

Régimen de funcionamiento previsto.

Combustibles.

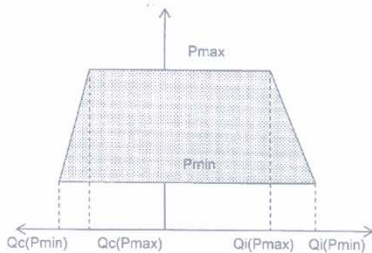
Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh).

Datos de cada generador: (Los parámetros indicados en p.u. se entienden expresados sobre una base formada por la tensión –kV-y potencia –MVA-nominales de la máquina).

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.

Tensión nominal (kV).

Potencia nominal (MVA), Potencia Máxima (MW y banda Mvar) y mínimo técnico (MW y banda Mvar), de acuerdo con la siguiente figura.



Reactancia no saturada síncrona sobre ejes directo e inverso, (p.u.).

Reactancia transitoria y subtransitoria sobre ejes directo e inverso, (p.u.).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de cortocircuito.

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de vacío.

Reactancia de fuga no saturada (p.u.).

Constante de inercia del conjunto turbina-alternador(MW.s/MVA).

Factores de saturación (p.u., relaciones de la curva de entrehierro y su correspondiente función lineal).

Datos principales de los equipos de regulación primaria.

Previsión de conexión al sistema de control de la regulación secundaria.

Datos principales de los equipos de control de tensión.

Datos principales de los estabilizadores de potencia.

Se proporcionará el esquema de bloques de los reguladores de tensión-excitatriz, de velocidad-turbina y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este último dispositivo. Asimismo se proporcionarán los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E (PTT).

Banda muerta del regulador de velocidad (\pm mHz).

Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.

Datos de los transformadores de grupo:

MVA nominales.

Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

Grupo de conexión.

Reactancia de cortocircuito de secuencia directa (en las tomas media, máxima y mínima).

Características de regulación (lado con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados...).

3. Información adicional relativa al avance y características del proyecto a suministrar en primera comunicación y actualizar en posteriores comunicaciones.

Central (Emplazamiento).

Potencia (MW). Potencia Nominal b.a. / Neta b.c.

Agente Titular.

Estado de tramitación y avance del proyecto (para fechas previstas, indicar en lo posible mes-año):

Estado de adquisición de emplazamiento (terrenos en propiedad / compra realizada / opción de compra).

Fase de autorización administrativa (fecha si superado):

Presentación de la Memoria resumen.

Realizando Estudio de Impacto ambiental.

Estudio Impacto ambiental presentado.

En trámite de Información pública.

Realizada la Información pública.

Realizándose la Declaración de Impacto Ambiental.

Con Declaración de Impacto Ambiental.

Autorización Administrativa previa.

Aprobación del Proyecto.

En construcción.

Peticion de equipamiento principal y compromiso de entrega del equipo. Estado de definición:

Precontrato.

Carta de intención.

Contrato en firme.

Contratación de acceso a red energética y suministro de combustible:

Contrato con gestor de red de gas (pendiente/firmado)

Suministrador de combustible

Contrato de suministro de combustible (pendiente/firmado).

Aportación de agua de refrigeración, si procede.

Estado de obtención de concesión –indicar eventuales limitaciones en concesión.

Fuente.

Caudal (m³/s).

Otros aspectos relevantes.

Cronograma previsto:

Inicio de construcción.

Finalización de instalación del equipo.

Finalización de pruebas individuales de los diferentes sistemas.

Requerimiento pruebas en tensión, con suministro a la red (1.ª sincronización).

Puesta en servicio comercial prevista (de las distintas unidades o módulos componentes de la central, en su caso) [acta de puesta en marcha].

Información técnica adicional (en función de definición ulterior a la aportada en la solicitud de acceso).

Combustible alternativo.

Tipo.

Autonomía (horas).

Definición de la disposición y dimensión de t. gas-t.vapor (eje simple/múltiple, esquemas eléctricos principales, etc).

Otros aspectos relevantes.

ANEXO 2

Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para nuevos generadores del régimen especial con proceso de combustión

1. Información general:

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red.)

Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1: 200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).

Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.

P.O. 12.Incorporación progresiva si procede).

Instalación de conexión a la red de transporte:

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).

Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

A: Líneas.

Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.

Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.

Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.

Longitud (km) y tipo de conductor.

Características geométricas; configuración.

B: Transformadores (excluidos los de grupo, que se contemplan en el apartado 2 de este anexo).

Tipo de transformación, grupo de conexión y refrigeración.

Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).

Características:

Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.

Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación.

Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.

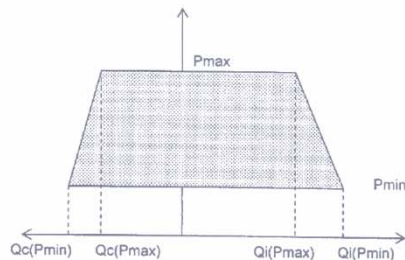
Potencia asignada (MVA) en todos los arrollamientos.

2. Información nuevas instalaciones de generación en régimen especial con proceso de combustión (plantas de cogeneración, tratamiento de purines, biomasa, residuos y otras):

Datos de la nueva instalación de generación:

Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos -turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores-, así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Potencia nominal total producida e inyectada a la red (MW y Mvar) y mínimo técnico (MW y Mvar), así como las magnitudes correspondientes de las máquinas eléctricas declaradas.



Reactancia no saturada síncrona sobre ejes directo e inverso, (p.u.).

Reactancia transitoria y subtransitoria sobre ejes directo e inverso, (p.u.).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de cortocircuito.

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de vacío.

Reactancia de fuga no saturada (p.u.).

Constante de inercia del conjunto turbina-alternador (MW.s /MVA).

Factores de saturación (p.u., relaciones de la curva de entrehierro y su correspondiente función lineal).

Datos principales de los equipos de regulación primaria.

Banda muerta del regulador de velocidad (\pm mHz).

Datos principales de los equipos de control de tensión.

Datos principales de los estabilizadores de potencia.

Se proporcionará el esquema de bloques de los reguladores de tensión-excitatriz, de velocidad-turbina y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este último dispositivo. Asimismo se proporcionarán los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará, en el caso de grupos de más de 50MW o que se conecten a la red de transporte, mediante modelo compatible con PSS/E (PTI).

Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.

Datos de los transformadores de grupo:

MVA nominales.

Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

Grupo de conexión.

Reactancia de cortocircuito de secuencia directa (en las tomas media, máxima y mínima). Si existen más de dos devanados, especificar la reactancia de cortocircuito entre cada par de devanados.

Características de regulación (lado con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados...).

Protecciones específicas de la planta:

Máxima/Mínima tensión (ajuste y retardos de tiempo).

Máxima/Mínima frecuencia (ajuste y retardos de tiempo).

Equipos de compensación de potencia reactiva (si está dotado):

Identificación de los equipos en el diagrama unificar.

Tipo de elemento de compensación.

Tensión a la que está conectado (kV).

Potencia reactiva que puede generar (Mvar).

Potencia reactiva que puede absorber (Mvar).

3. Información adicional relativa al avance y características del proyecto a suministrar en primera comunicación y actualizar en posteriores comunicaciones.

Central (emplazamiento).

Potencia (MW), Potencia Nominal b.a. / Neta b.c.

Agente titular.

Estado de tramitación y avance del proyecto (para fechas previstas, indicar en lo posible mes-año):

Estado de adquisición de emplazamiento (terrenos en propiedad/compra realizada/opción de compra).

Fase de autorización administrativa (Fecha si superado).

Presentación de la Memoria resumen.

Realizando Estudio de Impacto ambiental.

Estudio Impacto ambiental presentado.

En trámite de Información pública.

Realizada la Información pública.

Realizándose la Declaración de Impacto Ambiental.

Con Declaración de Impacto Ambiental.

Autorización Administrativa previa.

Aprobación del Proyecto.

En construcción.

Peticion de equipamiento principal y compromiso de entrega del equipo. Estado de definición:

Precontrato.

Carta de intención.

Contrato en firme.

Contratación de acceso a red energética y suministro de combustible:

Contrato con gestor de red de gas (pendiente/firmado)

Suministrador de combustible

Contrato de suministro de combustible (pendiente/firmado)

Aportación de agua de refrigeración, si procede:

Estado de obtención de concesión -indicar eventuales limitaciones en concesión

Fuente.

Caudal (m³/s).

Otros aspectos relevantes.

Cronograma previsto:

Inicio de construcción.

Finalización de instalación del equipo.

Finalización de pruebas individuales de los diferentes sistemas.

Requerimiento pruebas en tensión, con suministro a la red (1.ª sincronización).

Puesta en servicio comercial prevista (de las distintas unidades o módulos componentes de la central, en su caso) [acta de puesta en marcha].

Información técnica adicional (en función de definición ulterior a la aportada en la solicitud de acceso):

Combustible alternativo.

Tipo.

Autonomía (horas).

Definición de la disposición y dimensión de t. gas-t.vapor (eje simple/múltiple, esquemas eléctricos principales, etc.).
Otros aspectos relevantes.

ANEXO 3

Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para parques de generación eólica

1. Información general.

1.1 Solicitudes de conexión directa a la red de transporte.

Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1: 200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).

Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.

Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).

Instalación de conexión a la red de transporte (con un detalle mínimo desde parque eólico hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado):

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte.

Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

A: Líneas.

Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.

Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.

Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.

Longitud (km) y Caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm^2] y Configuración (simplex, duplex,...).

Características geométricas y configuración de la línea.

B: Transformadores (excluidos los de grupo que se contemplan en otros apartados).

Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración.

Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).

Características:

Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.

Relación de transformación -kV1/kV2-y rangos de regulación.

Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.

Potencia asignada (MVA) en cada arrollamiento.

1.2 Solicitudes de conexión a la red de distribución.

Nudo de la red de distribución donde se solicita el acceso con la correspondiente asignación del nudo de transporte asociado.

Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).

Para parques o agrupaciones de los mismos cuyo nudo de conexión sea de tensión superior a 100 kV, se aportará la información de la instalación de conexión, tal y como se detalla en el apartado anterior (unifilar y características de líneas y transformadores con detalle mínimo desde parque eólico hasta nudo de conexión a la red de distribución).

Para el caso de parques que se conecten a tensiones inferiores a 100 kV, bastará con la información general de la conexión que se describe a continuación y que será remitida por el gestor de la red de distribución correspondiente.

Adicionalmente, los gestores de la red de distribución a la que se conectan los generadores cuyo acceso se evalúa remitirán:

Agrupaciones de los parques objeto de petición en función de la afección estimada sobre la red de transporte, así como en su caso alternativa topológica propuesta -bien por los propios promotores o por el gestor de la red de distribución-para la evacuación a la red.

Mapa (simplificado) de ubicación de las distintas agrupaciones propuestas con referencia a la red de transporte afectada (incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo 1:200.000).

Información general de la conexión con:

Diagrama unifilar de la red original y estado final de la misma tras la correspondiente actuación (aportación, si es posible del correspondiente fichero gráfico), indicando situación topológica previa y posterior a la conexión.

Características (eléctricas -parámetros y capacidad de elementos de red- y dimensiones) de los nuevos elementos de conexión a red que aparecen en las alternativas propuestas, en los casos de conexión a nudos de tensión superior a 100 kV.

Informe general resumido de afección a la red de la zona, en particular a la red de distribución, estableciendo la aceptabilidad de la solución propuesta para la red de distribución e indicando las posibilidades previstas asociadas a dicha red.

A este efecto, se considerarán los casos de referencia constituidos a partir de la información facilitada por Red Eléctrica y correspondientes al último horizonte de planificación, considerando un alcance temporal de al menos 2 años. Sobre situaciones de punta de invierno y verano (se incluirán análisis de situación de valle si procede) se analizará el comportamiento de la red:

Análisis estático de capacidad de los elementos, como mínimo con un criterio de fiabilidad determinista de fallo simple (N-1).

Análisis de cortocircuitos para los nudos en los que se prevea una coexistencia de generación eólica y red de distribución, identificando las aportaciones de la red de distribución.

2. Información nuevas instalaciones de generación en régimen especial-parques eólicos.

Se especifica a continuación la información necesaria en la primera comunicación (común y específica de los gestores de las redes de distribución a productores y gestores de red de distribución), así como información complementaria requerida cuando ésta esté disponible.

2.1 Datos necesarios en la primera comunicación.

Características de cada parque que compone la petición, incluyendo información de los siguientes aspectos (que habrá sido suministrada a los gestores de la red de distribución por los promotores en los términos presentes). Esta información se suministrará en el formato acordado y que Red Eléctrica pondrá a disposición de los agentes correspondientes (en particular, para la aportación de la información del presente apartado relativa a los distintos parques se empleará hoja de cálculo de propósito general).

Nombre del parque o la central.

Propietario Parque (Identificación, Razón Social, Dirección y Parámetros de Contacto).

Estado del trámite de concesión de Régimen Especial (fecha si existe).

Estado del trámite de concesión de autorización administrativa (fecha si existe).

Fecha previsible de puesta en servicio (del acta de puesta en marcha o previsión, en su caso).

Situación del parque o la central (localización y coordenadas UTM; incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo 1:50.000 con referencia a red de transporte).

Término municipal / Provincia.

Compañía Distribuidora.

Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW).

Subestación/parque de conexión a la red -propuesto en caso de red de transporte -(Nombre / kV).

Datos de Aerogeneradores:

Número.

Tipo: marca; modelo; tecnología (asíncrono con rotor en jaula de ardilla, doblemente alimentado, síncrono,...); velocidad fija o variable; características de control e información complementaria.

Potencia nominal de cada aerogenerador.

Factor de potencia nominal de cada aerogenerador.

Datos de Parque:

Compensación de reactiva total del parque. Tipo de compensación (condensadores, SVC, ...): disposición física, potencia reactiva (Mvar), control (número de escalones y control de los mismos).

Régimen de operación previsto del parque:

Máxima potencia de evacuación simultánea.

Reactiva absorbida como función de la potencia generada.

Horas de utilización equivalente a plena potencia vs período anual (así como desagregación para períodos menores -estacionales-).

Gráfico temporal de operación prevista en función del tiempo, así como gráficos de respuesta en transitorios de potencia nula a máxima y viceversa:

Activa generada: $P (MW) = f (t)$.

Reactiva absorbida: $Q(Mvar) = f (t)$.

Intensidad de cortocircuito aportada por el parque de generación en caso de fallo (cortocircuito) en el punto de evacuación a la red de transporte.
 Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden):

- Armónicos de tensión.
- Armónicos de intensidad.

Datos de los transformadores de grupo (transformadores elevadores de parque eólico):

- MVA nominales.
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Tensión de cortocircuito (en las tomas media principal, máxima y mínima)(%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características de regulación (lado arrollamiento con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.

2.2 Datos complementarios a facilitar cuando estén disponibles. (Información a proporcionar, bien por los propios promotores o por el gestor de la red de distribución).

Características de cada parque:

Niveles de tensión (kV) de la red interna de conexión de los generadores y consecutivos niveles según agrupación y Potencia aparente del transformador principal colector (MVA).

Datos de las protecciones:

- Protecciones en el punto de conexión a la red: máxima y mínima tensión y frecuencia (ajuste y retardos de tiempo).
- Protecciones de la máquina: disparo por sobrevelocidad y mínima tensión (ajuste y retardos de tiempo).

Procedimiento de arranque/frenado.

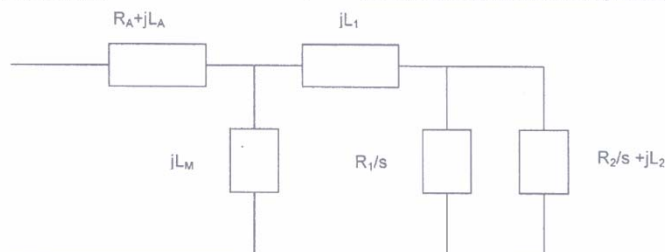
Características de cada generador (por cada uno de los tipos específicos que integren la central o parque):

- Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico (s), con desagregación de las correspondientes a la turbina y al alternador.
- Relación de multiplicación, en su caso.
- Constante de elasticidad del acoplamiento mecánico eléctrico, en su caso, referida al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
- Coefficiente de amortiguamiento, en su caso, referido al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
- Velocidad nominal.

Rendimiento.

Máquinas asincrónicas, en su caso:

- Resistencias y reactancias estática y rotórica (esta última para diferentes valores de deslizamiento) (Ω).
- Reactancia de magnetización (Ω).
- Alternativamente los parámetros resultantes de la consideración del modelo como el representado en la siguiente figura.



Para aerogeneradores de otras tecnologías se aportará un modelo del tipo de generador correspondiente que describa el comportamiento dinámico desde el punto de vista de la red eléctrica ante perturbaciones en la misma (velocidad de viento constante). Asimismo, deberá contemplar el comportamiento dinámico de la parte mecánica si, durante perturbaciones en la red, dicho comportamiento modifica la respuesta eléctrica o justificase su desconexión. Se aportará el esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

ANEXO 4

Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para instalaciones de red de distribución y consumo

1. Información general de red.

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red o modificación de instalaciones de conexión existentes).

4. Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1: 200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte, según punto de acceso propuesto solicitado).
5. Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
6. Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
7. Instalación de conexión a la red de transporte (con detalle mínimo de instalaciones con tensión superior a 100 kV hasta el punto de conexión

con el nudo de la red de transporte solicitado); en caso de alimentación a distribución o consumos que no requieran modelado específico, la información de la conexión se limitará a la transformación entre tensiones mayores de 100 kV y tensiones inferiores -MT- (es decir, 400-220/110-132 ó 110-132/MT).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte.

Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

A: Líneas.

- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.
- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
- Longitud (km) y Caracterización del conductor: Denominación (Conductor,...), Sección [mm²] y Configuración (simplex, duplex,...).
- Características geométricas y configuración de la línea.

B: Transformadores (de conexión a red de transporte).

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración.
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).
- Características:
- Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.
- Potencia asignada (MVA) de cada arrollamiento.
- Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación.
- Tomas del regulador, características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.

2. Información nuevas instalaciones de consumo.
 Datos básicos de la nueva instalación:
 Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 Potencia y energía consumida de la red (MW, Mvar y GWh). Programa de previsión en el horizonte de planificación en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual (GWh).
 Para aquellas nuevas subestaciones que suponen una sustitución de demanda previamente asociada a otras (en niveles de 220 o 110-132 kV), dicha información se desagregará por contingentes, asociados a las subestaciones que proporcionan alimentación en la actualidad -s.e. de la que depende.
 Para aportar esta información, cumplimentar Tabla 'Características Demanda' (Cuadro 1 del presente documento).

Características y ajuste del relé de frecuencia:
 Rango de ajuste de frecuencia (Hz).
 Escalonamiento de ajuste (Hz).
 Rango de ajuste de la temporización (s).
 Valor de ajuste en frecuencia (Hz).
 Valor de ajuste en temporización (s).
 Carga mínima desconectada por actuación del relé (previsión) (MW).
 Carga máxima desconectada por actuación del relé (previsión) (MW).
 Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé en el diagrama unifilar.

Equipos de compensación de potencia reactiva:
 Identificación de los equipos en el diagrama unifilar requerido en el punto 1.
 Tipo de elemento de compensación.
 Tensión a la que está conectado (kV).
 Potencia reactiva que puede generar (Mvar).
 Potencia reactiva que puede absorber (Mvar).
 Factor de potencia aproximado de la carga:
 Con el equipo conectado (en punta, llano y valle).
 Con el equipo desconectado (en punta, llano y valle).

¿Posee automatismo de conexión/desconexión? (Breve descripción).

2.1 Información adicional para Consumos especiales.
 En función de tipo y actividad principal de la instalación industrial:
 Hornos de arco en corriente alterna:
 Tensión nominal (kV).
 Tensión de media (kV).
 Tensión de baja (kV).
 Potencia del horno (en MVA).
 Compensación de potencia reactiva.
 Potencia nominal total (Mvar).
 Tipo de compensación:
 - Dinámica -SVC o similar-(Mvar o % del total).
 - Baterías de condensadores (Mvar o % del total).
 Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo AT-MT.
 Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo MT-BT.
 Impedancia de los cables de baja tensión.
 Impedancia del electrodo.

Cualquier otra impedancia adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red de Alta hasta el electrodo.

Hornos de arco en corriente continua:
 Tensión nominal (kV).
 Tensión de media (kV).

Tensión de baja (kV).
 Potencia de rectificación (MW).
 Número de pulsos.
 Compensación de potencia reactiva y filtros de armónicos:
 Potencia nominal (Mvar).
 Tipo de compensación:
 - Estática (Mvar o % del total) / baterías (Mvar o % del total).
 - Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (Mvar).

Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo AT-MT.
 Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo MT-BT.
 Impedancia de los cables de baja tensión.
 Impedancia del electrodo.
 Cualquier otra impedancia adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red de Alta hasta el electrodo.

TAV y cargas desequilibradas:
 Tensión nominal (kV).
 Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
 Característica de equipo de compensación de desequilibrio en caso de existir.

Cargas emisoras de armónicos:
 Orden y amplitud de cada armónico en corriente.
 Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (Mvar).

Características generales de composición de la carga (si procede):
 Proporción asimilable a carga de potencia constante.
 Proporción asimilable a carga de impedancia constante.
 Proporción asimilable a carga de corriente constante.

Otros:
 Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados).

3. Información específica para acceso de la red de distribución a la red de transporte:

Como documentación complementaria a la información de red y demanda previamente reflejada, para el acceso de la red de distribución a la red de transporte, se requiere del gestor de la red de distribución la remisión de una justificación de las actuaciones propuestas.

Esta justificación documentará que, desde la perspectiva de los gestores de las redes de distribución, las necesidades de apoyo de la red de transporte a la distribución que se proponen se han concluido necesarias, y que no se consideraran posibles o adecuadas alternativas basadas en desarrollo de la red de distribución.

A este respecto, se aportará la siguiente documentación:
 Justificación técnica de necesidad de la solución propuesta, que ponga de manifiesto la limitación de la red de distribución de la zona, y la incapacidad de satisfacer las nuevas demandas previstas, con la red existente o con opciones alternativas basadas en el refuerzo de dicha red de distribución. Para ello, se aportarán los análisis correspondientes de comportamiento estático (reflejando las magnitudes básicas de flujos por los elementos de la red, tensión en los nudos,) y estudios de cortocircuito, si procede.

Justificación económica, mediante análisis que refleje la preferencia de opciones propuestas sobre opciones alternativas basadas en el refuerzo de la red de distribución.

Exposición de eventuales argumentos complementarios asociados a aspectos de viabilidad.

Otras consideraciones que se estimen oportunas.

ANEXO 5

Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para instalaciones de alimentación infraestructuras ferroviarias

1. Información general de red:

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red o modificación de instalaciones de conexión existentes.)

 8. Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1: 200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte, según punto de acceso propuesto solicitado).
 9. Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
 10. Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
 11. Instalación de conexión a la red de transporte (con detalle de las instalaciones con tensión superior a 100 kV hasta el punto de conexión con el nudo de la red de transporte solicitado).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte.
Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte:

A: Líneas.

Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.
Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.
Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
Longitud (km) y Caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm^2] y Configuración (simplex, dúplex,...).
Características geométricas y configuración de la línea.
2. Información nuevas instalaciones de consumo.

Datos básicos de la nueva instalación:

Configuración general de la instalación (esquema unifilar entre punto(s) de conexión y punto(s) de consumo).
Características de los transformadores de alimentación de servicios auxiliares (cargas equilibradas) y alimentación del TAV (cargas desequilibradas):

Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración.
Características:

Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).
Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.
Potencia asignada (MVA) de cada arrollamiento.
Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación.
Tomas del regulador: características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.
Fases entre las que se conectan cuando alimentan cargas desequilibradas.

Características de la carga:

- Para cargas desequilibradas: Potencia (valores medio, máximo y degradado) y energía consumida de la red (MW, Mvar y GWh). Programa de previsión en el horizonte de planificación en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual (GWh).
- Cumplimentar Tabla Características Demanda Desequilibrada (Cuadro 2).
- Para cargas equilibradas (si procede): Potencia y energía consumida de la red (MW, Mvar y GWh). Programa de previsión en el horizonte de planificación en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual (GWh).
- Cumplimentar Tabla Características Demanda Equilibrada (Cuadro 2).
- Características generales de composición de la carga (si procede):
- Proporción asimilable a carga de potencia constante.
Proporción asimilable a carga de impedancia constante.
Proporción asimilable a carga de corriente constante.
- Cargas emisoras de armónicos:
- Orden y amplitud (% vs componente fundamental) de cada armónico en corriente, en el punto de conexión a la red de transporte.
En caso de existir filtro(s), orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (Mvar) y punto(s) en que se conecta(n).
- Característica de equipo de compensación de desequilibrio (si existe).
- Características y ajuste del relé de frecuencia (si existe):
- Rango de ajuste de frecuencia (Hz).
Escalonamiento de ajuste (Hz).
Rango de ajuste de la temporización (s).
Valor de ajuste en frecuencia (Hz).
Valor de ajuste en temporización (s).
Carga mínima desconectada por actuación del relé (previsión) (MW).
Carga máxima desconectada por actuación del relé (previsión) (MW).
Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé en el diagrama unifilar.
- Equipos de compensación de potencia reactiva (si existen):
- Identificación de los equipos en el diagrama unifilar adjunto.
Tipo de elemento de compensación.
Tensión a la que está conectado (kV).
Potencia reactiva que puede generar (Mvar).
Potencia reactiva que puede absorber (Mvar).
Factor de potencia aproximado de la carga:
- Con el equipo conectado (en punta, llano y valle).
Con el equipo desconectado (en punta, llano y valle).
- Breve descripción de automatismo de conexión/desconexión (si existe).
Otros:
- Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados).

Cuadro 2

Información de demanda existente y evolución prevista en período indicado, con valores de potencia (MW activa -P- y Mvar reactiva -Q) para situaciones de demanda extrema (punta y valle), así como energía estimada anual (GWh) para los años que se exponen.

Para cada S.E. de alimentación desde la red de transporte:

S.E. de Alimentación:	n		n+1		n+4		...	
	VERANO		VERANO		VERANO		VERANO	
	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle
Tipo de Carga:	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Media [1]								
Máxima [1]								
Degradada [2]								
Energ.								

Características Demanda Desequilibrada (se entiende que es la modalidad general de alimentación)

Características Demanda Equilibrada (a cumplimentar en caso de que exista)

S.E. de Alimentación:	n		n+1		n+3		n+7	
	VERANO		VERANO		VERANO		VERANO	
	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle
Tipo de Carga:	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Media [1]								
Máxima [1]								
Degradada [2]								
Energ.								

[1] Previsiones de demanda con situación de red de alimentación íntegra (es decir, sin fallo), dependiente de intensidad de tráfico.

[2] Previsiones de demanda con fallo en la red de alimentación íntegra.

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 nodo.
 - 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 PO.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 PO.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 incidentes.

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.-74. 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 σ es el coeficiente de atenuación del término exponencial del modo de oscilación y ω es su pulsación ($2\pi \cdot$ 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-

dida 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 período 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 registrarán 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 uno 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:

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

Las indisponibilidades, programadas y forzadas, 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.