

Capítulo 5

CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICO

5. CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICO

5.1 Metodología de Planificación y Estrategia de Desarrollo de la Red de Transporte

Sobre la base de los principios generales establecidos en la reglamentación vigente, la metodología de planificación comprende un conjunto de etapas, orientadas a la identificación de problemas y consecuente propuesta de soluciones, Estas soluciones deben cumplir unas condiciones técnicas de aceptabilidad, que sumadas a ciertos condicionantes adicionales (como Medio Ambiente, minimizar la ocupación territorial y aprovechamiento de corredores de otras infraestructuras), derivan en un desarrollo de la Red de Transporte.

El objetivo básico del proceso de planificación es garantizar un nivel preestablecido de fiabilidad y calidad de suministro. El proceso se desarrolla en las siguientes etapas:

1. Análisis estático. Esta etapa pretende completar el diseño del sistema para dotarlo de la capacidad y flexibilidad suficiente para atender a las demandas de suministro, esto es, que ante unos ciertos escenarios de generación y demanda, los parámetros básicos del sistema se encuentren dentro de límites permanentes (tensión, estabilidad estática, etc) y que los elementos físicos que constituyen la red de transporte se encuentren dentro de sus límites de diseño (límites térmicos, de cortocircuito, de aislamiento, etc).
2. Análisis dinámico. Verifica los resultados anteriores para asegurar que ante ciertas contingencias el sistema responde de una forma segura, es decir, que sus parámetros básicos (frecuencia, tensión) se encuentran dentro de unos límites transitorios aceptables, y que su evolución tiende a la estabilidad.
3. Sobre las propuestas de desarrollo obtenidas de las etapas 1 y 2, se cuestiona la viabilidad de la implantación física de los proyectos a ejecutar (inexistencia de soluciones tecnológicas factibles, condicionantes medioambientales insalvables, etc). Este paso puede hacer que el proceso sea recurrente, y que se deba volver a las etapas 1 y 2 en busca de alternativas adicionales.

Tal y como se prevé la planificación del sistema de transporte peninsular, y con los criterios de diseño actuales, la solución de planificación se basa en la calidad de servicio sobre el criterio de mínimo coste, por lo que las soluciones adoptadas, tras esta tercera etapa, tienen más en cuenta los futuros desarrollos y limitaciones de la red, que las necesidades actuales de la misma.

4. Finalmente, las alternativas que superan la etapa anterior se evalúan bajo la perspectiva de unos criterios de coste global, que persiguen determinar cuál ó cuáles de ellas minimizan una determinada función objetivo.

Los estudios desarrollados en las etapas 1, 2 y 4 parten de unos determinados escenarios, que pueden ser construidos atendiendo a un criterio determinista (estudio de los casos más desfavorables) o bajo una perspectiva probabilística que modele de forma explícita la incertidumbre en cuanto a la generación (potencia instalada, disponibilidad, hidraulicidad, viento, precios de combustibles, etc) , a la demanda, al grado de materialización de los desarrollos previstos de la red, etc. Estos escenarios deben ser lo suficientemente amplios como para que puedan ser previstos desarrollos a futuro, que no sean estrictamente los requeridos por los horizontes de planificación considerados.

En las etapas 1 y 2, eminentemente técnicas, se estudian aspectos tales como flujos de cargas por el sistema, cortocircuitos, necesidades de compensación de reactiva, requisitos exigibles a los sistemas de protección, estabilidad ante perturbaciones, etc.

La función objetivo de la etapa 4 incluye por una parte el coste de las instalaciones planificadas, y por otra los costes variables de la operación del sistema (pérdidas, restricciones técnicas, etc).

Al contemplar una multiplicidad de escenarios futuros, el proceso de planificación puede servir, además de para proponer determinados refuerzos de la red de transporte, para obtener conclusiones sobre magnitudes de carácter local, zonal e incluso global (establecimiento de capacidad de evacuación por nudo, necesidades de compensación de reactiva, establecimiento de directrices para el dimensionamiento y la ubicación idónea de nueva generación, etc).

A lo largo de este capítulo se exponen las condiciones técnicas y económicas de aceptabilidad, los escenarios y modelos empleados en los estudios, los criterios de desarrollo de la red de transporte y se describen una serie de dificultades fuera del ámbito puramente eléctrico que condicionan la viabilidad misma de la ejecución de los planes de desarrollo. Para terminar el capítulo, se hace un resumen de la metodología empleada en los diferentes estudios que se llevan a cabo.

En el capítulo 6 del presente documento se describen las conclusiones relativas a una serie de análisis genéricos realizados bajo los criterios y métodos aquí descritos, como son la capacidad de suministro y evacuación a corto plazo y la ubicación y dimensionamiento idóneos de la nueva generación en el sistema eléctrico peninsular español.

5.2 Escenarios de estudio y condiciones técnicas de aceptabilidad.

La implementación de la metodología de planificación previamente expuesta requiere el establecimiento de un conjunto de criterios que reflejen la exigencia que el planificador impone sobre el funcionamiento previsto de las futuras configuraciones del sistema eléctrico. El presente apartado refleja únicamente los criterios técnicos

5.2.1 Escenarios de Estudio. Criterios de Modelado.

a. Escenarios de estudio.

Se denomina escenario a la representación del sistema en un instante y condiciones determinadas, que incluyen perfiles de generación, consumo y topología de red.

Para garantizar el correcto comportamiento del sistema eléctrico futuro, se evalúa la fiabilidad de la red de transporte en su conjunto, atendiendo a sus dos componentes, adecuación/fiabilidad y seguridad.

Bajo criterios deterministas, se analizan determinadas condiciones preestablecidas, representativas de situaciones de funcionamiento extremas dentro de las que se estimen como más verosímiles. Bajo criterios probabilísticos, se modela de forma explícita la incertidumbre asociada a las principales variables del escenario.

Con objeto de adaptar el estudio a ciclos anuales de operación se define el año eléctrico N como el año de estudio asociado a la definición de infraestructuras de red necesarias para el final del año natural N. El año eléctrico N contiene los meses que se encuentran entre Noviembre del año N y Octubre del año N+1.

En cada horizonte N considerado, se distingue entre situaciones de demanda punta y valle:

- Punta de invierno: Diciembre del año N - Enero y Febrero del año N+1
- Punta de verano: Julio del año N+1
- Valle de invierno: Diciembre del año N – Enero, Febrero y Marzo del año N+1
- Valle de verano: Junio, Julio, Agosto y Septiembre del año N+1

El horizonte temporal completo cubre el período entre los años 2002 y 2011. Para su análisis se plantea el estudio de determinados horizontes intermedios correspondientes a los siguientes años eléctricos:

- H2002 H2004 H2007 H2011 (*)

(*) Se denomina 2011 al año eléctrico 2010, ya que cubre el invierno 2010-2011 y el verano 2011, con objeto de evitar la apariencia de vacío en el año final del estudio.

Bajo criterio determinista, los estudios de planificación de la red de transporte peninsular española, consideran fundamentalmente las situaciones de punta máxima de invierno y verano, como situaciones más críticas por constituir generalmente las mayores exigencias sobre las líneas de transporte y la transformación. El criterio probabilista considera un rango de escenarios posibles, cada uno afectado de una determinada probabilidad de ocurrencia.

Debido a la influencia que tiene la hidraulicidad en el perfil de generación, se consideran dos situaciones de hidraulicidad extrema, que se definen por la probabilidad de superar un cierto umbral de hidraulicidad. A tal efecto, se adopta un 90% en situación seca y un 10% en situación húmeda (esto es, se está en una situación cuya probabilidad de disponer de **menos** recursos hidráulicos es inferior al 10%, o de disponer de **más** recursos hidráulicos es igualmente inferior al 10%, respectivamente)

Por otra parte, en los estudios de desarrollo de la red se considera, preferentemente, la situación húmeda como normalmente la más exigente para la red de transporte. Por tanto, los escenarios elegidos como de referencia para realizar los estudios de planificación deterministas de la red son:

- Punta Húmeda de Invierno
- Punta Húmeda de Verano

Se estudiarán escenarios de demanda valle con el objetivo de completar la definición de necesidades de elementos de control y compensación de energía reactiva.

En el enfoque probabilista, se analizan los escenarios intermedios entre extremos de punta y valle y de hidraulicidades.

b. Modelado de la demanda.

La demanda nodal a considerar para el modelado de los casos base se obtiene coordinando la información procedente de los Gestores de Distribución y la información de previsión de demanda realizada por Red Eléctrica. El nivel de demanda modelado para cada año analizado es el correspondiente a la situación de punta extrema de invierno y verano.

Hay que indicar que en los nudos que no sean de transporte, el valor de demanda asignado resulta de hacer el saldo neto entre la demanda y la generación en Régimen Especial de producción inferior a 20 MW.

Las puntas del sistema peninsular en barras de central se ha estimado aplicando la metodología seguida en el Sistema de Previsión de Demanda SIPREDE, teniendo en cuenta rachas de días consecutivos con temperaturas extremas, entre otras variables.

Tabla 5.1. Punta de Demanda prevista del Sistema Peninsular Español. Se sombrea los valores a considerar para el modelado de los Casos Base.

AÑO	Invierno [MW]	Verano [MW]	? INV [%]	? VER [%]
2002	38.500	35.000	3,6%	12,0%
2003	39.500	36.200	2,6%	3,4%
2004	40.600	37.300	2,8%	3,0%
2005	41.700	38.500	2,7%	3,2%
2006	42.800	39.700	2,6%	3,1%
2007	43.800	41.000	2,3%	3,3%
2008	45.200	42.300	3,2%	3,2%
2009	46.500	43.800	2,9%	3,5%
2010	47.800	45.300	2,8%	3,4%
2011	49.000	46.700	2,5%	3,1%

* Al ser esta estimación realizada para demanda en barras de central, los valores a modelar deberán observar una minoración que considere tanto las pérdidas de transporte en la red modelada como la potencia aportada al sistema por los generadores en régimen especial no modelados.

Por otra parte, y con objeto de modelar la distribución geográfica de las magnitudes precedentes se ha realizado un análisis de previsión energética por Comunidad Autónoma basado igualmente en series históricas (desde 1994), a partir del cual se han obtenido los porcentajes de demanda en situación punta asignada a cada CCAA reflejados en la Tabla 5.2.

Este perfil de demanda por CCAA constituye un perfil de referencia a la hora de validar el perfil de demanda nodal aportado por los Gestores de Distribución (perfil que permite la adecuación nodal de las magnitudes globales previamente presentadas). Así, asumiendo un margen admisible del $\pm 10\%$ en los valores por CCAA del perfil de referencia se adecuan los valores nodales por CCAA aportados por los Gestores de Distribución.

Tabla 5.2 Distribución relativa de demanda en b.c. por CCAA [%]

Demanda b.c. [%]	Invierno				Verano			
	2002	2004	2007	2011	2002	2004	2007	2011
Andalucía	14,57	14,58	14,10	14,65	15,92	15,97	15,97	16,00
Aragón	3,68	3,67	3,65	3,62	3,88	3,87	3,84	3,80
Asturias	4,20	4,19	4,18	4,17	4,14	4,13	4,11	4,08
Cantabria	1,52	1,52	1,53	1,54	1,51	1,51	1,51	1,52
Cas-Mancha	4,60	4,57	4,51	4,47	4,22	4,23	4,28	4,20
Cas-León	7,75	7,74	7,74	7,75	6,59	6,62	6,59	6,48
Cataluña	19,70	19,73	19,79	19,83	21,44	21,37	21,32	21,37
Valencia	12,61	12,56	12,53	12,50	12,97	12,74	12,68	12,71
Extremadura	1,97	1,97	1,96	1,95	1,96	1,97	1,96	1,94
Galicia	6,30	6,29	6,26	6,27	5,52	5,52	5,51	5,52
Madrid	12,47	12,46	12,48	12,48	12,28	12,26	12,39	12,41
Murcia	1,79	1,80	1,78	1,78	1,92	2,05	2,04	2,11
Navarra	1,84	1,82	1,83	1,82	1,50	1,49	1,49	1,49
País Vasco	6,30	6,34	6,40	6,44	5,60	5,67	5,73	5,79
La Rioja	0,71	0,75	0,74	0,74	0,56	0,60	0,59	0,59

Una vez validado el perfil de demanda aportado por los gestores de distribución, se ha sumado a la previsión de demanda obtenida por CCAA, la demanda singular que supone la consideración de las líneas del ferrocarril de alta velocidad, obteniéndose los valores de demanda final modelada que se muestran en la tabla 5.3

Tabla 5.3 Perfil de demanda nodal por CCAA

Demanda Neta [MW]	Invierno				Verano			
	2002	2004	2007	2011	2002	2004	2007	2011
Andalucía	5.084	5.349	5.847	6.440	5.333	5.591	6.172	6.813
Aragón	1.275	1.471	1.679	1.900	1.298	1.476	1.678	1.905
Asturias	1.424	1.460	1.549	1.674	1.385	1.447	1.582	1.722
Cantabria	602	638	686	743	553	593	663	743
Cas-Mancha	1.828	1.937	2.056	2.191	1.625	1.731	1.935	2.089
Cas-León	2.626	2.719	2.891	3.137	2.205	2.340	2.561	2.758
Cataluña	6.676	7.158	7.750	8.391	7.179	7.505	8.238	9.055
Valencia	4.411	4.660	5.095	5.585	4.343	4.497	4.958	5.482
Extremadura	668	687	728	792	657	689	754	821
Galicia	2.507	2.634	2.817	3.025	2.128	2.229	2.454	2.700
Madrid	4.961	5.263	5.671	6.087	4.731	4.997	5.576	6.145
Murcia	710	753	800	858	740	829	910	1.033
Navarra	623	635	676	733	504	523	575	629
País Vasco	2.507	2.655	2.879	3.109	2.159	2.288	2.481	2.674
La Rioja	255	267	285	307	191	209	227	248
TOTAL	36.157	38.285	41.409	44.972	35.030	36.944	40.763	44.819

Por otra parte, la asignación nodal de demanda de potencia reactiva se ha realizado manteniendo el factor de distribución asignado por los Gestores de Distribución.

c. Modelado de la generación

Considerando que la planificación de la generación no es vinculante, que la información aportada por los diferentes agentes y administraciones competentes es orientativa y que existe una falta de compromiso sobre las peticiones realizadas, REE asume en la previsión de la planificación que se cubre la demanda del sistema en cada momento y que la ubicación y disponibilidad van a estar de acuerdo con sus propias previsiones.

Hay que tener en cuenta la verosimilitud de la materialización de los distintos proyectos de generación, por lo que la desagregación del conjunto de generación prevista por nodos y en cada escenario temporal es compleja y se basa en el grado de certeza que el planificador atribuye a cada uno de estos condicionantes. Es por ello que el enfoque probabilista es particularmente ventajoso a este respecto.

Una vez asignados los grupos a los diferentes nodos, la elaboración de los perfiles de producción se realiza siguiendo un orden de mérito para las diferentes tecnologías de generación basado en una previsión de la evolución del coste de los combustibles, y atendiendo también al tratamiento regulatorio específico de la generación en Régimen Especial. A este respecto, para los escenarios de referencia se consideran los siguientes criterios generales:

Grupos hidráulicos y térmicos.- El perfil de generación de los grupos hidráulicos y térmicos convencionales, se deriva de modelos de coordinación hidro-térmica y varía según se considera un escenario húmedo o seco. Se considera que los grupos nucleares están generando en base al máximo de su capacidad.

Generadores de Régimen Especial.-Su producción se considera como un porcentaje de la potencia instalada, el valor de este porcentaje, al no existir datos estadísticos suficientes, se determina en función de los datos históricos de producción.

Adicionalmente, se establecen unas hipótesis de intercambios internacionales con saldo importador-exportador para la definición de los distintos escenarios.

El proceso en detalle es el siguiente:

Una vez estimada la demanda nodal para el sistema eléctrico peninsular español, las pérdidas de transporte en la red modelada y los intercambios internacionales, se obtiene la potencia generada que es necesario modelar en cada uno de los escenarios de estudio (Tabla 5.4).

Tabla 5.4 Características globales del sistema eléctrico peninsular español (MW)

	2002		2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Demanda	36.157	35.030	38.285	36.944	41.409	40.763	44.972	44.819
Perdidas	970	750	863	769	793	791	917	989
Intercambio Francia (Import.)	1.200	1.000	1.200	1.000	2.000	1.500	2.000	1.500
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Andorra (Export.)	109	74	125	84	144	98	166	112
Marruecos (Exp.)	301	300	301	301	301	301	301	300
Generación Modelada	36.337	35.154	38.374	37.098	40.647	40.453	44.356	44.720

El parque de generación considerado para realizar la cobertura de la demanda en el horizonte es el existente en el año 2001, considerándose a lo largo del horizonte las altas y bajas derivadas de las peticiones de acceso a la red de transporte, la información proporcionada por los distintos agentes y los estudios específicos realizados por REE.

A continuación se presenta para cada tipo de combustible los valores de generación instalada y generada modelada en cada escenario, que suponen una prioridad de los grupos hidráulicos, de régimen especial y nucleares frente a la generación térmica convencional.

- Grupos hidráulicos

El modelado de la potencia generada para estos grupos se realiza según estimación de la producción en función de una hidraulicidad extrema húmeda.

- Grupos generadores de régimen especial

Como criterio general, se modelan de forma explícita todos aquellos grupos que estén conectados a la red de transporte (i.e., conectados a tensiones iguales o superiores a 220 kV) independientemente de su magnitud. Adicionalmente, con objeto de reflejar aquella generación que pueda tener una incidencia apreciable en la red de transporte, se modelan los grupos individuales (o agrupaciones de los mismos, siempre que estén asociados al mismo nudo de red) que tengan una potencia instalada superior a 20 MW (se pretende así modelar con mayor nivel de detalle que el establecido como mínimo en el RD1955/2000; Art.63).

El resto de los generadores de régimen especial se consideran de forma implícita mediante una reducción de la demanda equivalente a la producción estimada prevista,

resultante de la aplicación de factores de utilización por tipo de generación y aplicados al conjunto de sistema peninsular español.

En lo referente a los generadores modelados explícitamente, se distinguen dos contingentes principales:

- Los generadores no eólicos reflejan las previsiones puntuales disponibles. Se modelan con una producción media estimada del 60% de su potencia máxima –o potencia instalada en barras de central-; hipótesis que se aplica a las distintas situaciones de punta de demanda que se modelan para todo el año.
- Por otra parte, la expansión de la generación eólica presenta una incertidumbre mucho más elevada, tanto para el dimensionamiento global de este tipo de generación en el conjunto del sistema eléctrico peninsular como para la segregación de dicho contingente en cada una de las zonas previsibles. A este respecto, la elaboración del perfil de referencia refleja hipótesis derivadas de las conclusiones preliminares de estudios orientados a definir el máximo contingente técnicamente admisible por el sistema eléctrico peninsular español, situando dicha previsión en el límite superior de la banda (10.000-13.000 MW) para el final del período de planificación (año 2011: año eléctrico 2010).

Este perfil de referencia –que no constituye en absoluto la solución definitiva- resulta ligeramente superior a las magnitudes de generación de este tipo que aparecen en las previsiones reflejadas en la Ley 54/97 y en el Plan de Fomento de Energías Renovables 1999-2010. Sin embargo, las magnitudes precedentes resultan muy inferiores a las que permitirían cubrir las previsiones regionales de las distintas Comunidades Autónomas, por lo que el reparto de la expansión global requiere una significativa reducción de las mismas. Como criterio general se ha limitado al orden de 1.800 MW la generación instalada en aquellas CC.AA con previsiones superiores a 3.000 MW, con ajustes particulares del orden del 40-60% del conjunto de zonas. Se consigue que los casos de estudio de referencia reflejen una mínima coherencia en el ámbito nacional, con independencia de que las posibilidades definitivas de una u otra zona puedan diferir de las aquí establecidas y cuya evaluación será objeto de análisis en los estudios zonales.

En cuanto a la producción de los grupos modelados, se considera una hipótesis de producción media, ligeramente superior a la derivada de horas equivalentes previstas, con una magnitud inicial (año 2002) del 30% de la potencia máxima (instalada), que se reduce al orden del 25% para los horizontes temporales 2004-2011. De manera

complementaria, los estudios regionales contemplarán perfiles superiores orientados a reflejar situaciones de producción máxima verosímil.

- Grupos nucleares

Se modelan con una generación igual al máximo de su capacidad a lo largo de todo el horizonte.

- Generación térmica convencional

Se contempla el parque de generación existente en el año 2001, considerándose a lo largo del horizonte las bajas y altas de grupos que dan lugar a un perfil de potencia instalada verosímil (para grupos de ciclo combinado se alcanza una potencia instalada mínima al final del horizonte de en torno a 14.800 MW frente al total de solicitudes superior a 30.000 MW) sin detrimento de que en estudios alternativos de sensibilidad y estudios zonales se considere un mayor número de grupos de ciclo combinado acoplados.

La potencia generada por cada tipo de combustible considera un reparto en función de la verosimilitud de producción sobre la base de criterios económicos, que refleja las hipótesis consideradas en los estudios de expansión del equipo generador con objeto de elaborar los perfiles de referencia.

Atendiendo a los perfiles de generación expuestos, la generación instalada y generada por tipo de combustible modelada en los distintos escenarios de estudio se presenta en la Tabla 5.5.

**Tabla 5.5 Generación modelada en los análisis de la red:
Potencia Instalada Neta (b.c.) y perfil de producción (b.c.),**

Combustible / Tecnología	Potencia Instalada Neta [MW b.c.]				Potencia Generada [MW b.c.]							
					2002		2004		2007		2011	
	2002	2004	2007	2011	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Hidráulica (*)	16.060	16.060	16.060	16.060	10.938	7.740	10.916	7.709	10.918	7.681	10.911	7.758
Rég.Especial	7.867	11.136	14.636	16.636	3.333	3.333	4.056	4.056	4.931	4.931	5.431	5.431
No Eólica.	3.244	3.633	3.633	3.633	1.946	1.946	2.180	2.180	2.180	2.180	2.180	2.180
Eólica	4.623	7.503	11.003	13.003	1.387	1.387	1.876	1.876	2.751	2.751	3.251	3.251
Térmica Nuclear	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428	7.428
Térmica Convencional	20.226	22.154	23.283	25.178	14.638	16.653	15.974	17.905	17.371	20.413	20.587	24.103
Total	51.581	56.778	61.407	65.302	36.337	35.154	38.374	37.098	40.648	40.453	44.357	44.720

(*) Incluye una producción de 780 MW de bombeo. Se considera año seco

Por otra parte, estas hipótesis de referencia se adaptarán para modelar el aumento de las posibilidades de intercambio derivadas del desarrollo previsto de las interconexiones internacionales a partir del año 2005.

Adicionalmente, para los estudios particulares de aquellas zonas que quedan significativamente afectadas por los intercambios internacionales, se realizarán variaciones que consideren situaciones más extremas de dichos intercambios.

5.2.2 Criterios de aceptabilidad para la evaluación del comportamiento estático.

Para la evaluación del comportamiento estático se analiza el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas, según las cuales para determinadas situaciones topológicas tipificadas se exigirá que ciertas variables se encuentren dentro de unos límites de aceptabilidad.

La carga en las líneas se compara con la capacidad térmica en permanencia, de invierno y verano; la carga en los transformadores, con la nominal, los niveles de tensión de cada nudo se comparan con la tensión nominal asignada al mismo.

En los estudios se plantean varios niveles de disponibilidad de elementos del sistema. En los estudios deterministas, se parte de un nivel de disponibilidad total (en algunos casos, considerando descargos) (situación n); a continuación, se plantean contingencias (indisponibilidades) de líneas, transformadores, generadores.... El criterio más extendido es el de indisponibilidad simple (n-1), y en ciertos casos el de la doble indisponibilidad (criterio n-2), que suele ser restringido a determinadas combinaciones de elementos (línea de doble circuito

(D/C) o tramo de línea en que dos o más circuitos comparten apoyos en una longitud superior a 30 km; grupo generador y circuito de línea de interconexión entre zonas eléctricas).

Los análisis probabilistas asignan una cierta probabilidad de ocurrencia a cada una de las contingencias en estudio, basada en los datos históricos ó típicos de incidencias en los elementos que van a quedar indisponibles.

Los criterios técnicos de aceptabilidad para el comportamiento estático del sistema están recogidos en el Procedimiento de Operación 1.

Para la definición del mallado de la red en el planteamiento de nuevas subestaciones, se considerará la contingencia singular asociada a la indisponibilidad completa de un parque de 400 kV de las subestaciones de interconexión entre zonas eléctricas. Dada la especial relevancia de este fallo, se admitirá un cierto margen en el cumplimiento de los criterios de aceptabilidad indicados anterioremente.

La planificación tendrá en cuenta la necesidad de que los elementos de la red sean capaces de soportar las corrientes de cortocircuito que resultan en los escenarios considerados.

5.2.3 Criterios de aceptabilidad para la evaluación del comportamiento dinámico

La evaluación del comportamiento dinámico corresponde básicamente al concepto de estabilidad del sistema eléctrico y analiza la capacidad de éste para soportar perturbaciones sin que sus parámetros básicos (frecuencia y tensión) excedan sus límites transitorios aceptables y evolucionen a los límites de régimen permanente en unos tiempos admisibles.

Las previsiones de desarrollo de la red de transporte y de acceso de nueva generación traen consigo un incremento en el nivel de mallado y de generadores acoplados a la red, facilitando el progreso por la red de los huecos de tensión aparejados a una perturbación, y provocando el aumento en las potencias de cortocircuito y el empeoramiento en las condiciones de estabilidad transitoria ante faltas eléctricas. Así una falta perturba a ámbitos geográficos cada vez mayores.

Para limitar el impacto de estos problemas, se hace necesario adecuar los sistemas de protección para despejar las faltas en los tiempos más reducidos posibles, y mejorar en su caso la coordinación entre las protecciones de la red de transporte y los centros de transformación y generación.

Principales situaciones de estudio:

- Se evaluarán las condiciones de estabilidad transitoria (mantenimiento del sincronismo en el sistema) de las redes futuras previstas en los programas de desarrollo, como mínimo se tendrá en cuenta la respuesta transitoria del sistema frente a los cortocircuitos trifásicos en las líneas de evacuación de grupos de generación importantes o bien en líneas de transporte con carga elevada (especialmente las que ejerzan funciones de interconexión entre zonas eléctricas o áreas de control).
- 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 (por ejemplo, fenómenos de resonancia subsíncrona u oscilaciones inter-áreas).

5.3 Viabilidad de la ejecución de los planes de desarrollo.

El presente apartado presenta un conjunto de condicionantes para el adecuado desarrollo de la red de transporte, de cuya solución depende una evolución armónica y eficiente del sistema eléctrico. En un primer grupo se reflejan aquellos aspectos esencialmente constructivos, mientras que el segundo apartado incluye algunos condicionantes tanto de carácter estratégico como de desarrollo reglamentario.

5.3.1 Dificultades de construcción de las instalaciones. Alternativas

La construcción de instalaciones de transporte de electricidad (subestaciones y, especialmente, líneas) encuentra desde hace algunos años una dificultad creciente derivada de un conjunto de aspectos claramente interrelacionados entre sí.

Por una parte, se ha puesto de manifiesto un creciente rechazo social, por motivos aparentemente relacionados con el medio ambiente, la seguridad física o con la salud de las personas, aunque en realidad en estos dos últimos casos, con poco o ningún fundamento científico o técnico.

Las consecuencias de este rechazo no están sólo en la posible falta de aceptación en sí, sino en la proliferación de recursos y actuaciones judiciales, que se producen durante o incluso finalizada la fase de tramitación administrativa, los cuales motivan la paralización de la construcción de instalaciones, provocando con ello riesgos en la seguridad del sistema eléctrico.

Este rechazo y estos problemas no son exclusivos de las instalaciones de transporte sino que afectan también en gran medida a las de distribución.

Por otra parte, la complejidad y el carácter excesivamente proceloso de la tramitación administrativa de este tipo de instalaciones hace aún más difícil llegar a tiempo para dar servicio a las nuevas instalaciones de generación o realizar los refuerzos necesarios en aquellas zonas consumidoras de energía que lo requieran. Así, a título de ejemplo, el proceso de definición de trazados de líneas pasa por las necesarias consultas con las administraciones locales y autonómicas y por un complejo proceso de tramitaciones administrativas y medioambientales. Los plazos de estos procesos determinan la fecha real de puesta en servicio de las instalaciones, ya que los plazos de construcción, aún siendo controlables, e introduciendo medidas de aceleración, tienen unos límites mínimos como es evidente.

Uno de los problemas más graves que se plantean en relación con estas instalaciones es que, históricamente, los plazos de tramitación y construcción de las mismas eran más cortos que los correspondientes a las centrales eléctricas (hidroeléctricas, térmicas de carbón o nucleares) con lo que el desarrollo de la red de transporte no era nunca un obstáculo para llegar a dar servicio en la fecha prevista a las nuevas instalaciones de generación. Hoy, en cambio, las nuevas tecnologías de generación (en particular aquellas que constituyen el mayor contingente de potencia instalada prevista) se tramitan y construyen en un plazo mucho más corto que sus predecesoras, mientras que las instalaciones de transporte lo hacen en plazos más dilatados que antes, con lo que se han convertido en el nudo y la clave del desarrollo del sistema eléctrico. Esta problemática resulta particularmente relevante en un contexto como el actual en que el sistema eléctrico español está experimentando un crecimiento espectacular de la demanda y cambios importantes en la ubicación geográfica de la generación.

Adicionalmente, la compleja viabilidad mencionada unida al crecimiento de demanda en las zonas urbanas y periurbanas motiva unas mayores necesidades de apoyo directo desde la red de transporte, que releva así a los niveles de reparto y distribución que han cumplido históricamente esta función. En estas circunstancias se pone asimismo de manifiesto la creciente presión que puede motivar, en algunos casos, incluso el tener que acudir a instalar líneas subterráneas, así como de potenciar el carácter compacto de las subestaciones. Estas exigencias, ajenas al sistema eléctrico, requieren asimismo la adecuada adaptación del reconocimiento regulatorio.

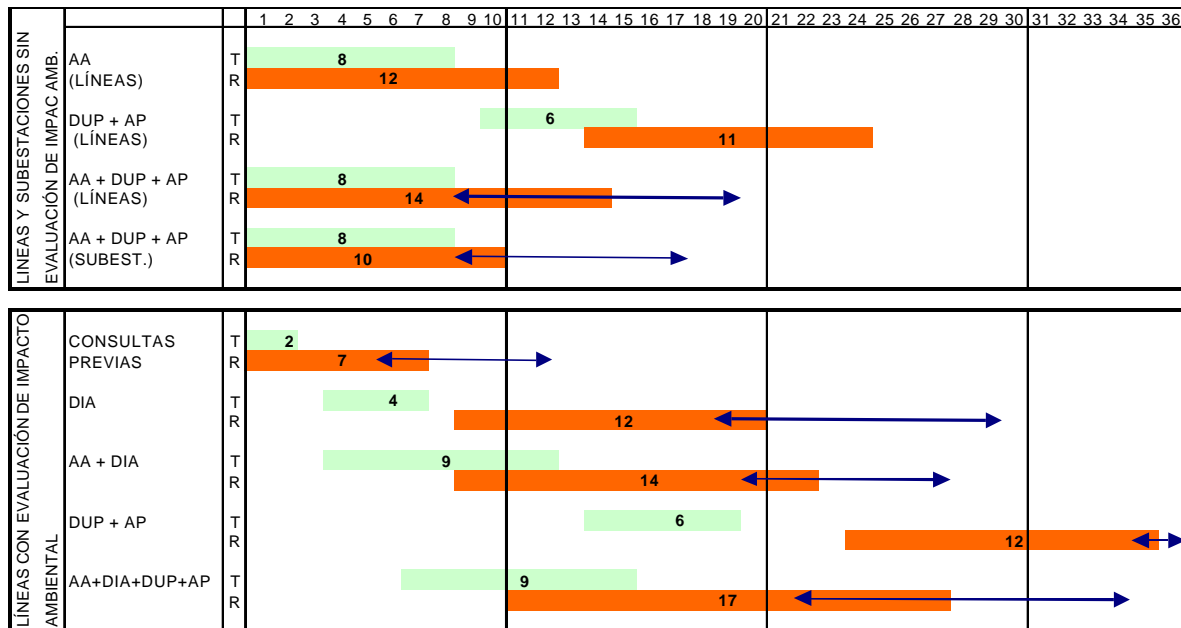
A continuación se resumen los aspectos más relevantes de la problemática mencionada, así como algunas alternativas que pueden contribuir a soslayar las dificultades actuales y previstas para el desarrollo de la red de transporte.

Problemática en la construcción de las instalaciones

- Ordenación del Territorio y Urbanismo.- la exigencia de aprobación previa de algún Instrumento Urbanístico o de Ordenación Territorial trae como consecuencia retrasos en el proceso de tramitación.
- Licencias Municipales.- la exigencia y en algunos casos denegación de licencia provoca importantes demoras en su inicio.
- Medio Ambiente.- la alta densidad de espacios naturales con algún grado de protección en el territorio español, del orden del 24% de la superficie total, trae como consecuencia un alto grado de dificultad a la hora de proyectar infraestructuras lineales y que puede llegar a hacer inviable en la práctica, la unión de dos puntos de la red de transporte.
- Administraciones y Organismos.- se pone de manifiesto una falta de uniformidad en los criterios aplicados por las Administraciones encargadas de la tramitación.
- Contestación social.- en este apartado se incluye un conjunto de dificultades derivadas de la oposición social a las instalaciones de transporte o, indirectamente, por oposición a la implantación de nuevas fuentes de generación.

A título indicativo, la siguiente figura refleja de manera esquemática los períodos estimados en las distintas etapas de tramitación.

CRONOGRAMA DE TRAMITACIONES



T: Plazos teóricos establecidos legalmente
R: Tiempo real obtenido (en meses) como valor moda de las instalaciones tramitadas indicando la variación mínima y máxima.
DIA: Declaración de Impacto Ambiental (Ministerio de Medio Ambiente)
AA: Autorización Administrativa (Dirección General de Política Energética y Minas. Consultas previas a Administraciones, Organismos y CNE)
DUP: Declaración de Utilidad Pública (Dirección General de Política Energética y Minas del Mº. de Economía)
AP: Aprobación de Proyecto de Ejecución (Dirección General de Política Energética y Minas del Mº. de Economía)

Medidas para soslayar las dificultades de implantación

Se apuntan a continuación algunas propuestas orientadas a soslayar las dificultades de implantación previamente expuestas:

- Estabilidad de los emplazamientos de nuevas subestaciones.- este requisito resulta especialmente significativo para los emplazamientos de origen y final de líneas, como consecuencia de la repercusión sobre el cambio de trazados que ello implica.
- Agrupamiento con otras infraestructuras.- el establecimiento de corredores comunes de infraestructuras lineales podría facilitar en gran medida la implantación de líneas eléctricas. Si bien el agrupamiento completo de instalaciones eléctricas proyectadas junto a otras infraestructuras como autovías y líneas de tren de alta velocidad, resulta extremadamente compleja, tanto por la propia topología del territorio como por su diversos requisitos de diseño y funcionalidad, se estima un elevado grado de sinergia en las tramitaciones y una positiva contribución a la minimización del impacto ambiental.

- Compactación y transformación de líneas.- es una solución reclamada en muchas ocasiones por Ayuntamientos y Comunidades Autónomas, la cual consiste en aprovechar los pasillos originados por líneas ya existentes, bien para implantar una nueva línea en sustitución de la anterior o bien para compactar en líneas de doble, triple y hasta cuádruple circuito, las líneas preexistentes con las líneas proyectadas. Esta medida, aunque puede aumentar la viabilidad de la implantación, ha de llevarse a cabo de manera moderada, ya que la concentración puede degradar la fiabilidad del sistema de transporte, como consecuencia del aumento de riesgo de fallo y de la mayor dificultad para la programación y realización de las tareas de mantenimiento. Por otra parte, este tipo de actuaciones presentan asimismo un notable coste adicional.
- Inclusión de la planificación en los planes de ordenación del territorio.- el establecimiento de mecanismos legales que hagan realmente efectiva la previsión establecida en la Ley 54/1997, facilitaría la implantación de trazados, si bien en la actualidad, los plazos previstos de la nueva generación y los consiguientes refuerzos en la Red de Transporte hacen prácticamente inviable esta solución.

Dada la premura de los plazos, resultaría muy conveniente que la prevista nueva Ley de Infraestructuras estableciese un procedimiento por el cual la Resolución de autorización y aprobación de proyectos conllevara efectos de Ordenación Territorial y Urbanísticos, habilitando con carácter inmediato la construcción de las infraestructuras, realizándose a posteriori las modificaciones o inclusiones necesarias en los instrumentos vigentes de Ordenación Territorial y Urbanísticos. Esto debería instrumentarse únicamente para aquellas instalaciones consideradas críticas y prioritarias para la seguridad del suministro, y, en su momento, integrarse en las disposiciones legales que regulan este extremo

- Tramitación administrativa. Para resolver estas dificultades se deben abordar, para análisis y propuesta, elementos regulatorios, administrativos y jurídicos, que permitan un procedimiento de tramitación claro, una coordinación de las competencias entre Administraciones y una clarificación de la normativa jurídica aplicable. Por ello y dada la elevada complejidad que reviste este tema por las diferentes Administraciones involucradas (e incluso diversos Departamentos dentro de la misma Administración), debe analizarse la puesta en marcha de un Plan que tenga como objetivos incrementar la coordinación de las diferentes Administraciones para agilizar y mejorar la certidumbre sobre el período de respuesta y simplificar el proceso administrativo en la tramitación de los permisos pertinentes.

5.3.2 Otros Aspectos

Las dificultades de construcción de instalaciones de transporte enunciadas en el apartado anterior se ven agravadas por aspectos muy relacionados con la falta de certidumbre y seguridad asociada a los agentes que motivan o requieren dichas instalaciones. La elevada envergadura de las actuaciones sobre la red de transporte, tanto en términos económicos como de afección socio-medioambiental y administrativa, requiere contar con mecanismos ágiles y eficaces que permitan establecer la necesaria garantía de que tanto los estudios, proyectos, tramitaciones y la propia construcción se realicen de manera coherente en función de la certeza de instalación de los agentes usuarios –generadores o consumidores-.

5.4 Criterios de eficiencia económica.

- Tras los análisis de carácter técnico orientados a asegurar el nivel preestablecido de fiabilidad y calidad del suministro, objetivo básico de la planificación, y superados los condicionantes de factibilidad de las alternativas, se lleva a cabo una etapa adicional que contempla una evaluación de coste global de las alternativas aceptables, y adicionalmente analizar la incorporación al plan de desarrollo de instalaciones concretas que aporten beneficios económicos adicionales.

La función objetivo a minimizar es la siguiente:

Costes de instalaciones + Costes de operación

Cada actuación en la red objeto del análisis producirá un determinado efecto en los componentes de la función objetivo.

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

Se deberá estimar un periodo determinado para la anualización de los costes de operación, de forma que la función objetivo se evalúe por el coste total anualizado.

La evaluación de los costes de operación se realizará de forma preferente utilizando un modelo de explotación anual en el que, considerando un perfil de precios, se simulan un elevado número de estados del sistema empleando una perspectiva probabilística. Se representa de forma aproximada un ciclo de funcionamiento anual. Esta evaluación se podrá realizar para los distintos años de influencia de estos costes, o bien partiendo del cálculo realizado para uno o más años significativos del periodo, se estimarán los resultados para el conjunto de años.

Como consecuencia de la elevada incertidumbre en la valoración de los costes de operación, especialmente en lo referente a la previsión de precios resultantes en los mercados y en la identificación y modelado de las nuevas centrales generadoras susceptibles de incorporarse al sistema eléctrico en el horizonte de estudio, se priorizarán aquellas propuestas para el desarrollo de la red de transporte que resulten menos sensibles a estos factores, lo que se justificará mediante el correspondiente estudio de sensibilidad.

5.5 Criterios de desarrollo de la red de transporte.

La incorporación de toda nueva instalación se realizará de forma que las operaciones de conexión y desconexión al sistema no provoquen una degradación de la topología de la red de transporte ni de su operación en general.

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 establecen los siguientes criterios generales:

- 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 tres en 220 kV

Siendo el criterio para asignar a un nudo la condición de “nudo mallado” el derivado de la exigencia de un mínimo número de “ramas” que confluyan en el mismo; la condición mínima que se establece es la siguiente:

- 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 [pueden ser antenas de generación]
- 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 [pueden ser antenas de generación]

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

El punto de conexión para las nuevas subestaciones y en especial para aquellas que constituyen “nudos no mallados” se elegirá coordinando las necesidades asociadas a la evacuación de generación y apoyo a mercado.

Adicionalmente, se maximizará la utilización de subestaciones existentes, limitando la aparición de nuevas subestaciones no malladas sobre una misma.

- 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 esta sea aceptada por el transportista, se aplicará 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%.
- El desarrollo de la red de transporte considerará una limitación en la concentración de generación en un nudo eléctrico de forma que la producción simultánea máxima en un nudo eléctrico o conjunto de nudos eléctricamente próximos no exceda de un valor que se determinará en cada caso (según el nudo, la topología de la red, perfil de generación, intercambios internacionales, etc..) según las condiciones particulares de la operación a corto plazo. El resultado de un análisis genérico aplicado a la red de transporte, con condiciones estándar en todos los nudos, ha llevado a establecer un límite orientativo en el rango de los 2000-2500 MW.
- Por la consideración de criterios generales de diseño del equipamiento, se observará una limitación sobre la máxima potencia instalada conectada al sistema en cada instante de forma que no suponga valores de potencia de cortocircuito superiores a los

indicados en los procedimientos de operación relativos a instalaciones de la red de transporte y conectadas a ella.

- Subestaciones existentes: el 85% de lo admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte.
- Subestaciones nuevas: 42 kA en 400 kV y 34 kA en 220 kV (valores que resultan de aplicar el 85% a los respectivos valores de diseño de la apartamentada normalizada para subestaciones de transporte, 50 kA en 400 kV y 40 kA en 200 kV).

Para apertura de una línea existente, deberán presentarse solicitudes de potencia superiores a: [10-20% capacidad línea]

- Para evacuación 40 MW en 220 kV y 250 MW en 400 kV.
- Para suministro 30 MW en 220 kV y 150 MW en 400 kV.

De las consideraciones medioambientales expuestas en la etapa 3 del proceso de planificación se derivan una serie de criterios adicionales:

- Subestaciones.- se aprovecharán emplazamientos existentes, buscando el equilibrio entre la necesidad de mallado de la red y la limitación de el número de posiciones de la subestación para no incrementar excesivamente las consecuencias de un posible fallo total de la misma. En esta línea, se estudiará el límite de concentración de transformación por emplazamiento, que como valor orientativo se sitúa en torno a 1800 MVA. Para el aprovechamiento de emplazamientos urbanos o periurbanos se considerará la incorporación de tecnología blindada o compacta modular.
- Corredores.- Se procurará el aprovechamiento de los corredores existentes y la racionalización de nuevos corredores.

Para los corredores existentes se plantearán actuaciones de incremento de capacidad y elevación de la tensión de funcionamiento de las líneas existentes. Todo ello, asegurando el adecuado nivel de fiabilidad en el suministro, lo que impide la excesiva concentración de elementos de red que puedan estar sometidos a condiciones de indisponibilidad simultánea con una probabilidad apreciable. En el contexto del eventual fomento de corredores existentes se procurará mantener la prioridad de las instalaciones de mayor tensión ante posibles estrategias de compactación.

Para los nuevos corredores, se procurará la coordinación de las distintas actuaciones de red de transporte y distribución, así como con otras infraestructuras lineales

entendiendo que la adecuada concentración de las afecciones es preferible que su dispersión. También en este caso, los tendidos de las redes de tensión superior se considerarán prioritarios sobre los tendidos de las redes inferiores. Las restricciones asociadas a los emplazamientos urbanos o periurbanos motivarán la consideración de posibles líneas subterráneas, lo que requerirá un estudio individualizado del desarrollo de cada zona donde se contemplen horizontes de medio y largo plazo.

Las instalaciones de transporte incluidas en los planes de desarrollo deberán cumplir al menos con los requisitos de diseño y equipamiento que se especifican en el procedimiento de operación 13.3 “ Instalaciones de la red de transporte: criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio”.