

**CRITERIOS TÉCNICOS PARA REALIZAR  
ESTUDIOS DE CONECTIVIDAD DE UNA CENTRAL  
GENERADORA A LA RED DE UTE EN MEDIA TENSIÓN**

PLANIFICACIÓN Y ESTUDIOS DE DISTRIBUCIÓN

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS

**VERSIÓN: 00**

**Mayo 2012**



## ÍNDICE

1	DEFINICIONES	5
2	ABREVIATURAS	7
3	OBJETO	7
4	CONSIDERACIONES DE CARÁCTER GENERAL	7
5	CRITERIOS TÉCNICOS Y PARÁMETROS	7
5.1	Criterios técnicos empleados en el análisis de conectividad	7
5.2	Parámetros de entrada para el estudio de conectividad	8
5.3	Criterios de diseño de las REDES DE UTE de MT	9
6	MODELADO DE LA RED DE UTE Y DE LAS INSTALACIONES DEL GENERADOR	9
6.1	GENERADORES con POTENCIA RESPALDADA = 0	9
6.2	GENERADORES con POTENCIA RESPALDADA no nula	10
7	ESTUDIOS BÁSICOS DE CONECTIVIDAD DE UNA CENTRAL GENERADORA A LA RED DE UTE EN MT	11
7.1	Potencia de cortocircuito en el NODO DE CONEXIÓN	12
7.2	Cargabilidad de la RED DE UTE en RÉGIMEN N	12
7.3	Tensiones en RÉGIMEN N	12
7.4	Variaciones de tensión en la conexión/desconexión de la CENTRAL GENERADORA	12
7.5	Variaciones de tensión frente a reconexiones en la RED DE UTE	12
7.6	Cargas y tensiones en RÉGIMEN N -1	13
7.7	Análisis de pérdida de carga en el caso de una CENTRAL GENERADORA con una demanda asociada	13
7.8	Análisis de riesgo de funcionamiento en isla	13
7.9	Ajuste del rango de variación del factor de potencia en el NODO DE CONEXIÓN	14
7.10	Pérdidas técnicas	14
7.11	Calidad de servicio	14
7.12	Comparación económica de alternativas	16
8	NOMENCLATURA	16
	ANEXO I - CORRIENTES ADMISIBLES DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS -----	17
	Tablas de corrientes admisibles de conductores eléctricos.	19
	ANEXO II - CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN -----	29
1	INTRODUCCIÓN	33
2	METODOLOGÍA	33
2.1	MODELADO DE LA DEMANDA	33
2.2	ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LA RED INVOLUCRADA SIN GENERACIÓN	34
2.3	ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LA RED INVOLUCRADA CON GENERACIÓN	35



## 1 DEFINICIONES

**ALTA TENSIÓN** – Corresponde a tensiones máximas de servicio superiores a 72500 V (setenta y dos mil quinientos Voltios).

**ANTEPROYECTO DE CONEXIÓN** – Es el documento donde se indica la conectividad de la CENTRAL GENERADORA a la RED DE UTE. El mismo describe las obras de extensión, ampliación o modificación que son necesarias para conectar la CENTRAL GENERADORA a la RED DE UTE, las obras del PUESTO DE CONEXIÓN Y MEDIDA, pudiéndose especificar en el mismo, condiciones operativas de la CENTRAL GENERADORA.

**CENTRAL GENERADORA** – Es la fuente de energía eléctrica que el GENERADOR asocia a este convenio. Se compone de una o varias unidades generadoras de energía eléctrica, conectada a la RED DE UTE en un único NODO DE CONEXIÓN. Dos CENTRALES GENERADORAS se considerarán diferentes si no comparten instalaciones.

**CONSUMOS PROPIOS** – Es toda la energía eléctrica requerida por la CENTRAL GENERADORA para el funcionamiento, estado de reserva, pruebas, mantenimiento, etc. de la misma.

**ESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN** – Estación transformadora ST/(MT  $\leq$  24 kV).

**ESTACIÓN DE TRASMISIÓN** – Estación transformadora AT/ST.

**GENERADOR** – Es el titular de una o más CENTRALES GENERADORAS instaladas en el país.

**FACTOR DE FALLA EN MT** – Es un factor por el que se afectan las cargas de la RED DE UTE para el estudio RÉGIMEN N-1, y consiste en el cociente entre el menor valor de la curva de carga de la semana del pico anual de la RED DE UTE bajo estudio que no es superado el 90% del tiempo y el valor de pico de dicha semana.

**MEDIA TENSIÓN** – Corresponde a tensiones máximas de servicio mayores a 1000 V (mil voltios) y menores o iguales a 72500 V (setenta y dos mil quinientos voltios).

**NODO DE CONEXIÓN** – Es el lugar físico donde se conecta la instalación eléctrica del GENERADOR a la RED DE UTE, y donde se realiza la medida de la energía eléctrica.

**NODO DE CONEXIÓN DE LA CENTRAL GENERADORA** – Es el lugar físico donde se conectan las instalaciones eléctricas de la CENTRAL GENERADORA a las restantes instalaciones eléctricas del GENERADOR.

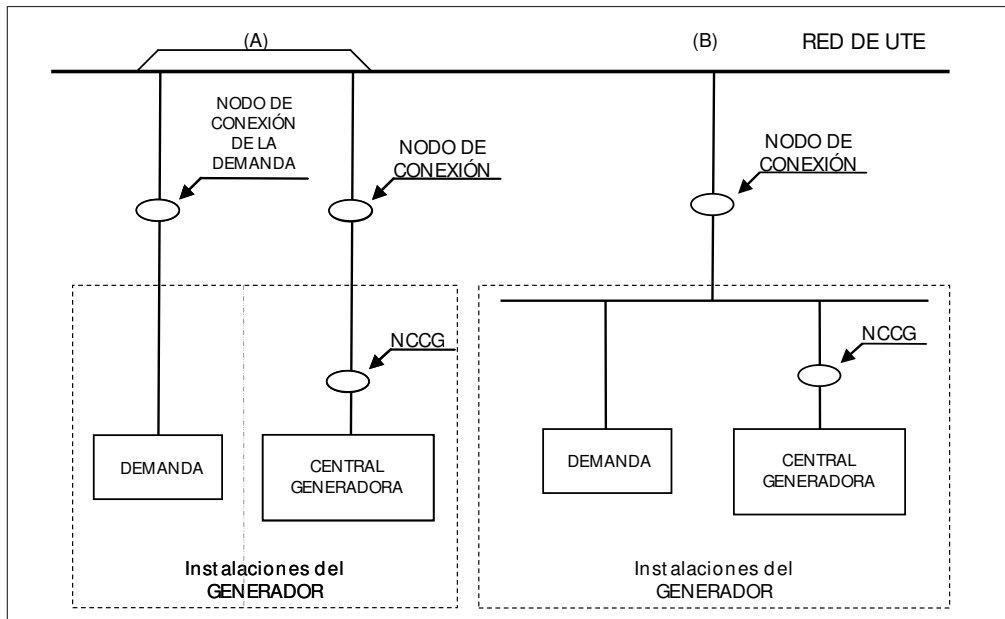


Figura 1: Modalidades de conexión.

**POTENCIA AUTORIZADA** – Es la máxima potencia activa que se autoriza al GENERADOR a inyectar en la RED DE UTE a través del NODO DE CONEXIÓN.

**POTENCIA COMPROMETIDA** – Es la potencia activa que el GENERADOR se obliga a instalar en la CENTRAL GENERADORA, que corresponde a la suma de las potencias activas nominales de las unidades generadoras de energía eléctrica que componen la CENTRAL GENERADORA. La potencia nominal de cada unidad generadora es la mínima potencia entre la potencia nominal de su alternador y la potencia nominal de la planta motriz que mueve dicho alternador.

**POTENCIA RESPALDADA** – Es la máxima potencia activa que el GENERADOR puede demandar de la RED DE UTE a través del NODO DE CONEXIÓN.

**RED DE UTE** – Corresponde a la Red de Interconexión perteneciente a UTE.

**RÉGIMEN N** – Refiere a la explotación de la RED DE UTE de MT en configuración de operación normal.

**RÉGIMEN N-1** – Refiere a la explotación de la RED DE UTE de MT en situación de contingencia simple.

**SUBTRASMISIÓN** – Corresponde a tensiones máximas de servicio mayores a 24000 V (veinticuatro mil voltios) y menores o iguales a 72500 V (setenta y dos mil quinientos voltios).

## 2 ABREVIATURAS

AT:	ALTA TENSIÓN
ES:	ESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN
ET:	ESTACIÓN DE TRASMISIÓN
MT:	MEDIA TENSIÓN
NCCG:	NODO DE CONEXIÓN DE LA CENTRAL GENERADORA
RCSDEE:	Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (aprobado por URSEA)
RCGMT:	Reglamento de la Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de Media Tensión (aprobado por URSEA)
ST:	SUBTRASMISIÓN
URSEA:	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua

## 3 OBJETO

El objeto del presente documento es establecer, sin perjuicio de la aplicabilidad del RCGMT y de las demás normas reglamentarias vigentes, los criterios técnicos para la realización de los estudios de conectividad de una CENTRAL GENERADORA a la RED DE UTE en MT.

## 4 CONSIDERACIONES DE CARÁCTER GENERAL

Los siguientes Anexos técnicos forman parte del presente documento:

ANEXO I:	CORRIENTES ADMISIBLES DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS
ANEXO II:	CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN

## 5 CRITERIOS TÉCNICOS Y PARÁMETROS

### ***5.1 Criterios técnicos empleados en el análisis de conectividad***

- Relación entre la potencia de cortocircuito trifásica mínima de la RED DE UTE en el NODO DE CONEXIÓN y la POTENCIA COMPROMETIDA del GENERADOR de 10:1 como mínimo.
- Sobrecarga admisible de conductores en RÉGIMEN N: 0%.
- Sobrecarga admisible de conductores en RÉGIMEN N-1: 20%.

- Rango de tensión admisible en cualquier nodo de la RED DE UTE en RÉGIMEN N:  $\pm 5\%$  alrededor de la tensión nominal.
- En RÉGIMEN N-1, para nodos de la RED DE UTE de ST, se admite una tensión mínima dada por Mínimo {tensión nominal  $- 5\%$ , tensión prefalla  $- 5\%$ } y una tensión máxima dada por Máximo {tensión nominal  $+ 5\%$ , tensión prefalla  $+ 5\%$ }
- En RÉGIMEN N-1, para nodos de la RED DE UTE de MT  $\leq 24$  kV, las tensiones admisibles deben estar comprendidas dentro del rango establecido en el RCSDEE.
- Variaciones de tensión admisibles en nodos de carga de la RED DE UTE frente a cierre/apertura en el NCCG:  $\pm 5\%$  alrededor de la tensión previa a la conexión/desconexión.
- Variaciones de tensión admisibles en nodos de carga de la RED DE UTE frente a una apertura en el NODO DE CONEXIÓN:  $\pm 5\%$  respecto de la tensión previa a la desconexión.

## **5.2 Parámetros de entrada para el estudio de conectividad**

- Tensiones de salida en barras de ST de ET para RÉGIMEN N, tanto en pico como en valle de carga de la RED DE UTE, para el caso de CENTRALES GENERADORAS conectadas en ST.
- Tensiones de salida en barras de ES para RÉGIMEN N, tanto en pico como en valle de carga de la RED DE UTE, para CENTRALES GENERADORAS conectadas en MT excluyendo ST.
- Impedancia de Thévenin de la RED DE UTE aguas arriba de la barra de ST de la ET involucrada, correspondiente a la mínima potencia trifásica de cortocircuito, para el caso de CENTRALES GENERADORAS conectadas en ST.
- Impedancia de Thévenin de la RED DE UTE aguas arriba de la barra de menor tensión de la ES involucrada, correspondiente a la mínima potencia trifásica de cortocircuito, para el caso de CENTRALES GENERADORAS conectadas en MT excluyendo ST.
- Tablas de ampacidad de conductores y temperatura ambiente de trabajo aplicable para el caso particular bajo estudio. Las tablas figuran en el Anexo I de este documento.
- FACTOR DE FALLA EN MT para estudios de RÉGIMEN N-1
- Factor carga valle/carga pico de la RED DE UTE para análisis de riesgo de funcionamiento en isla.



### **5.3 Criterios de diseño de las REDES DE UTE de MT**

Para la confección del ANTEPROYECTO DE CONEXIÓN en MT, aplican los siguientes documentos:

- IT-DIS-PR-ST01 “Criterios de diseño de las instalaciones de ST”
- “Criterios de diseño de las instalaciones de MT con tensiones menores o iguales a 24 kV”

## **6 MODELADO DE LA RED DE UTE Y DE LAS INSTALACIONES DEL GENERADOR**

Para los estudios de conexión de una CENTRAL GENERADORA a la RED DE UTE de ST, la RED DE UTE se modela en detalle a partir de la barra de salida de ST de la ET involucrada hasta barras de salida de las ES, estando representada la RED DE UTE aguas arriba de la barra de ST por la fuente de tensión e impedancia de Thévenin correspondientes al escenario de mínima potencia trifásica de cortocircuito en la entrada a barras de ST.

Para los estudios de conexión de una CENTRAL GENERADORA a la RED DE UTE de MT en tensiones menores o iguales a 24 kV, la RED DE UTE se modela en detalle a partir de las barras de salida de MT de la ES involucrada, hasta las subestaciones MT/BT, estando representada la RED DE UTE aguas arriba por la fuente de tensión e impedancia de Thévenin correspondientes al escenario de mínima potencia trifásica de cortocircuito.

A continuación se describe el modelo estático de las instalaciones del GENERADOR para los estudios de conectividad.

### **6.1 GENERADORES con POTENCIA RESPALDADA = 0**

En el caso de GENERADORES que no tengan un contrato de suministro asociado en su NODO DE CONEXIÓN (POTENCIA RESPALDADA = 0), las instalaciones del GENERADOR se modelan como una fuente de potencia activa igual a la POTENCIA AUTORIZADA.

No se modela la POTENCIA RESPALDADA.

El factor de potencia en el NODO DE CONEXIÓN coincide en este modelo con el de la unidad generadora de energía eléctrica y se asume mayor o igual a 0.95 para el escenario inductivo y mayor o igual 0.95 para el escenario capacitivo.

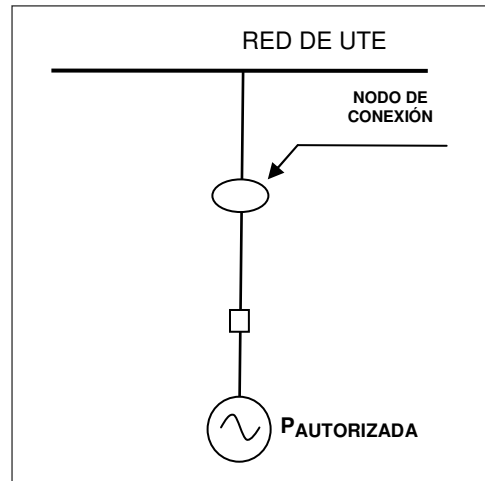


Figura 2: Modelo de las instalaciones del GENERADOR con  $P_{RESP}=0$

## 6.2 GENERADORES con POTENCIA RESPALDADA no nula

En el caso de GENERADORES que tienen asociada una POTENCIA RESPALDADA (típicamente GENERADORES con procesos productivos asociados que trabajan en la modalidad de venta de excedentes, o también GENERADORES con CONSUMOS PROPIOS relevantes), se distinguen dos casos:

- Si la POTENCIA COMPROMETIDA es mayor o igual a la suma de la POTENCIA RESPALDADA más la POTENCIA AUTORIZADA, la CENTRAL GENERADORA se modela como una fuente de potencia activa igual a dicha suma.

La POTENCIA RESPALDADA se modela como una carga de potencia constante en el NODO DE CONEXIÓN

El factor de potencia en el NODO DE CONEXIÓN se asume mayor o igual a 0.95 para el escenario inductivo y mayor o igual 0.95 para el escenario capacitivo.

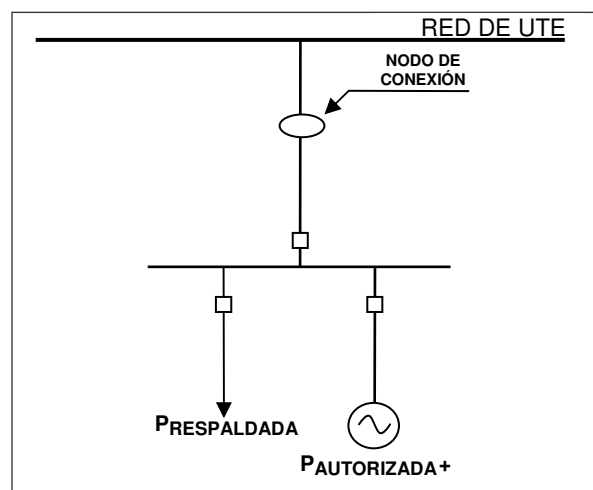


Figura 3: Modelo de las instalaciones del GENERADOR con  $P_{COMP} \geq P_{AUT} + P_{RESP}$

- b) Si la POTENCIA COMPROMETIDA es menor a la suma de la POTENCIA RESPALDADA más la POTENCIA AUTORIZADA, la CENTRAL GENERADORA se modela como una fuente de potencia activa igual a su POTENCIA COMPROMETIDA.

Se deben hacer dos modelos de potencia demandada en el NODO DE CONEXIÓN:

- i. Potencia demandada de la RED DE UTE en el NODO DE CONEXIÓN = POTENCIA RESPALDADA.
- ii. Potencia demandada de la RED DE UTE en el NODO DE CONEXIÓN = POTENCIA COMPROMETIDA menos POTENCIA AUTORIZADA.

El factor de potencia en el NODO DE CONEXIÓN se asume mayor o igual a 0.95 para el escenario inductivo y mayor o igual 0.95 para el escenario capacitivo.

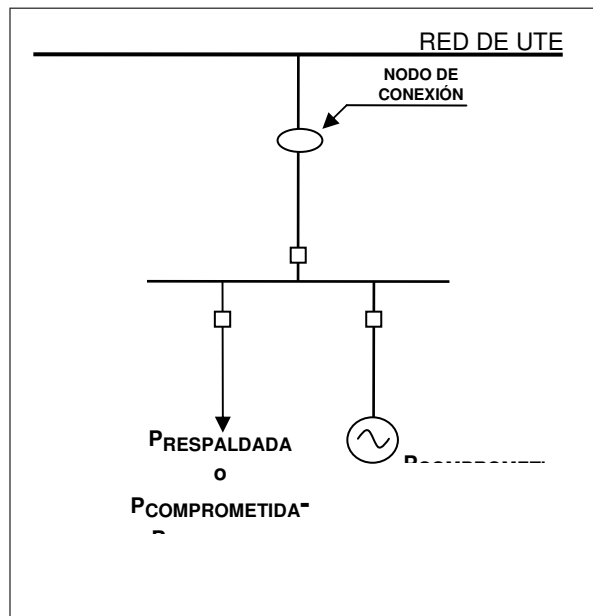


Figura 4: Modelo de las instalaciones del GENERADOR con  $P_{COMP} < P_{AUT} + P_{RESP}$

## 7 ESTUDIOS BÁSICOS DE CONECTIVIDAD DE UNA CENTRAL GENERADORA A LA RED DE UTE EN MT

Los estudios se realizan para el año previsto de entrada en servicio de la CENTRAL GENERADORA, y para cada alternativa de conexión propuesta. Si se tienen previstas modificaciones importantes de la RED DE UTE afectada en el quinquenio posterior a la puesta en servicio de la CENTRAL GENERADORA, se analiza adicionalmente el año 5 luego de la entrada en servicio de la misma.

### **7.1 Potencia de cortocircuito en el NODO DE CONEXIÓN**

Se determina la mínima potencia de cortocircuito trifásica aportada por la RED DE UTE en el NODO DE CONEXIÓN (sin el GENERADOR conectado), y la razón de dicha potencia respecto a la POTENCIA COMPROMETIDA.

### **7.2 Cargabilidad de la RED DE UTE en RÉGIMEN N**

Se verifica que la inyección de potencia del GENERADOR no implique sobrecargas en conductores, reguladores de tensión y en general cualquier equipamiento eléctrico de la RED DE UTE de MT, para todo estado de carga.

En particular debe analizarse la ausencia de sobrecarga en conductores cercanos al NODO DE CONEXIÓN, con condición de carga valle en la RED DE UTE y mínimo factor de potencia inductivo en el NODO DE CONEXIÓN (por defecto 0.95 inductivo).

Este estudio se hace para una potencia activa inyectada en el NODO DE CONEXIÓN igual a la POTENCIA AUTORIZADA.

### **7.3 Tensiones en RÉGIMEN N**

Se elabora el perfil de tensiones con y sin la CENTRAL GENERADORA en servicio, verificando que para todo estado de carga de la RED DE UTE de MT (en particular pico y valle de carga), las tensiones en los nodos de la RED DE UTE afectada por el generador queden dentro de los límites permisibles.

En particular debe analizarse la ausencia de sobretensiones en condición de mínimo factor de potencia capacitivo en el NODO DE CONEXIÓN (por defecto 0.95 capacitivo).

Este estudio se hace para una potencia activa inyectada igual a la POTENCIA AUTORIZADA.

### **7.4 Variaciones de tensión en la conexión/desconexión de la CENTRAL GENERADORA**

Este estudio se hace para factor de potencia unitario en el NODO DE CONEXIÓN y para una potencia activa inyectada en el NODO DE CONEXIÓN igual a la POTENCIA AUTORIZADA. En el caso correspondiente a la Figura 4, se estudia también el caso en que se inyecta la diferencia entre la POTENCIA COMPROMETIDA y la POTENCIA RESPALDADA y se determina el peor caso. Se calculan las variaciones de tensión de todos los nodos de carga de la RED DE UTE de influencia del GENERADOR frente a salidas de servicio de LA CENTRAL GENERADORA en situación de carga pico de la RED DE UTE y entradas en servicio en condición de carga valle. Se debe asegurar que se respeten los límites de variación prescritos.

### **7.5 Variaciones de tensión frente a reconexiones en la RED DE UTE**

Este estudio se hace para factor de potencia unitario en el NODO DE CONEXIÓN, para una potencia activa inyectada en el NODO DE CONEXIÓN igual a la POTENCIA AUTORIZADA y para condición de carga pico de la RED DE UTE.

Se calculan las variaciones de tensión de todos los nodos de carga de la RED DE UTE de influencia del GENERADOR frente a una apertura en el NODO DE

CONEXIÓN, con lo que se desconectan de la RED DE UTE todas las instalaciones del GENERADOR.

En particular debe tenerse en cuenta el caso de reconexiones en la RED DE UTE que impliquen la desconexión simultánea de más de un GENERADOR conectado a la misma en MT.

### **7.6 Cargas y tensiones en RÉGIMEN N -1**

En caso de que la CENTRAL GENERADORA se inserte en un anillo de la RED DE UTE (con operación radial o funcionando en anillo cerrado), se estudian las contingencias significativas del anillo, debiendo mantenerse la operatividad del mismo tanto en presencia como en ausencia de la CENTRAL GENERADORA. En particular se analizan las contingencias de las cabeceras del anillo y de los dos tramos adyacentes al GENERADOR.

Se trabaja con factor de potencia unitario en el NODO DE CONEXIÓN, con potencia inyectada en el NODO DE CONEXIÓN igual a la POTENCIA AUTORIZADA y se afectan las cargas del escenario de carga máxima de la RED DE UTE por el FACTOR DE FALLA correspondiente. Se realiza también el análisis de RÉGIMEN N-1 para el escenario de carga mínima de la RED DE UTE, tomando en este caso un FACTOR DE FALLA de valor 1.

En el caso en que la contingencia del anillo estudiada implique la salida de servicio transitoria del GENERADOR (como por ejemplo por la actuación de un interdisparo con un elemento de protección de la RED DE UTE), deben considerarse dos escenarios:

- El anillo reconfigurado **sin** la presencia de la CENTRAL GENERADORA
- El anillo reconfigurado **con** la presencia de la CENTRAL GENERADORA.

### **7.7 Análisis de pérdida de carga en el caso de una CENTRAL GENERADORA con una demanda asociada**

En el caso de CENTRALES GENERADORAS que tienen demandas asociadas en el mismo NODO DE CONEXIÓN a la RED DE UTE de MT, se estudia la contingencia de desconexión intempestiva de dicha carga e inyección adicional a la RED DE UTE de MT de la POTENCIA COMPROMETIDA.

Se realiza el análisis de cargas, tensiones y de variación de tensión al desconectar la POTENCIA RESPALDADA, para condición de carga valle de la RED DE UTE y con factor de potencia de la CENTRAL GENERADORA correspondiente a un factor de potencia unitario en el NODO DE CONEXIÓN en el estado previo a la desconexión.

En el caso correspondiente a la Figura 3, se considera que se inyecta a la RED DE UTE la suma de la POTENCIA AUTORIZADA más la POTENCIA RESPALDADA.

En el caso de la Figura 4, se estudia la inyección de la POTENCIA COMPROMETIDA, empleando los dos modelos de potencia demandada descritos y determinando el peor caso.

### **7.8 Análisis de riesgo de funcionamiento en isla**

Para el caso de CENTRALES GENERADORAS con capacidad de funcionar en isla, se valora si pueden darse las condiciones de generación y carga que impliquen riesgo de funcionamiento en isla de ésta con parte de la RED DE

UTE (no funcionamiento de la protección anti-islanding), tomando en cuenta el esquema de protecciones de la RED DE UTE asociada y los elementos de maniobra de la misma.

Se releva la curva de carga de la RED DE UTE aguas abajo de cada elemento de maniobra desde la fuente hacia el GENERADOR, y se analiza si ante la apertura de dicho elemento la potencia inyectada en el NODO DE CONEXIÓN puede en algún caso equilibrar la carga que sigue vinculada al mismo.

En el caso de que haya riesgo presente o potencial de funcionamiento en isla de la CENTRAL GENERADORA con parte de la RED DE UTE, y/o la existencia de reconexiones que lo justifique, se identifican:

- Elementos de maniobra de la RED DE UTE que requieren la implementación de interdisparo con el disyuntor de UTE del NODO DE CONEXIÓN.
- Elementos de maniobra de la RED DE UTE que requieren se instalen detectores de tensión inhibidores de recierre.

### **7.9 Ajuste del rango de variación del factor de potencia en el NODO DE CONEXIÓN**

En base a los estudios realizados se determina si es necesario ajustar/restringir el rango permisible por defecto de variación del factor de potencia en el NODO DE CONEXIÓN (mayor o igual a 0.95 para el escenario inductivo y mayor o igual 0.95 para el escenario capacitivo). Cualquier modificación a este respecto debe quedar informada.

### **7.10 Pérdidas técnicas**

Se cuantifica la variación de pérdidas técnicas *de potencia* en la RED DE UTE con la presencia de la CENTRAL GENERADORA, en situación de carga máxima y mínima y con factor de potencia unitario en el NODO DE CONEXIÓN.

Si hay dos o más alternativas de conexión, para cada una de ellas se computan las pérdidas técnicas *de energía* anuales. El procedimiento para evaluar las pérdidas técnicas de energía anuales de la RED DE UTE con la CENTRAL GENERADORA en servicio se describe en el Anexo II.

### **7.11 Calidad de servicio**

Se estiman la frecuencia media de cortes y el tiempo medio de indisponibilidad de RED DE UTE en el NODO DE CONEXIÓN del GENERADOR, con tasas de falla estándares.

Los indicadores de calidad de servicio para el GENERADOR deben cumplir con los indicadores individuales y por agrupamiento establecidos en el RCSDEE.

A continuación se dan las tasas de falla estándares y los tiempos de reposición del servicio para ST y para MT menor o igual a 24 kV.

i. Tasas de falla estándares para ST

Estado de la Instalación	Línea Desnuda (fallas/km/año)	Cable (fallas/km/año)
Bueno	0.021	0.01
Normal	0.06	0.04
Malo	0.132	0.10

ii. Tasas de falla estándares para MT menor o igual a 24 kV

Estado de la Instalación	Línea Desnuda (fallas/km/año)	Cable (fallas/km/año)
Bueno	0.209	0.052
Normal	0.436	0.197
Malo	0.827	0.287

Para las nuevas tecnologías de conductores de redes aéreas las tasas son:

- Línea protegida: 0.100 fallas/km/año
- Línea preensamblada: 0.050 fallas/km/año

iii. Tiempos de reposición del servicio para ST

Para redes sin respaldo (configuración radial):

- Tiempo de reparación línea aérea: 360 minutos.
- Tiempo de reparación cable subterráneo: 1020 minutos.

Para redes con respaldo (anillos)

- Tiempo de actuación manual urbana: 60 minutos.
- Tiempo de actuación manual rural: 90 minutos.
- Tiempo de actuación telecomandada: 3 minutos.

iv. Tiempos de reposición del servicio para MT menor o igual a 24 kV

Para redes sin respaldo (configuración radial):

- Tiempo de reparación línea aérea urbana ADT3 y rural: 390 minutos.
- Tiempo de reparación cable subterráneo urbano ADT3 y rural: 1050 minutos.

Para redes con respaldo (anillos)

- Tiempo de actuación manual urbana ADT1 y ADT2: 60 minutos.
- Tiempo de actuación manual urbana ADT3 y rural: 90 minutos.
- Tiempo de actuación telecomandada: 3 minutos.

---

### **7.12 Comparación económica de alternativas**

De las distintas alternativas de conexión que cumplan los criterios establecidos en el presente documento, se selecciona aquella que minimiza la suma de costos actualizados de:

- inversión
- operación y mantenimiento
- pérdidas técnicas

Los parámetros del estudio de mínimo costo son los siguientes:

- horizonte de trabajo: 15 (quince) años
- tasa de descuento: 10% (diez por ciento)
- costo de la energía de pérdidas técnicas: 0.6 USD/kWh (seis décimos de Dólares Estadounidenses por kilovatios-hora)
- costos de operación y mantenimiento: 3% (tres por ciento) anual de la inversión inicial

## **8 NOMENCLATURA**

Las palabras en mayúscula tienen el significado que se les atribuye en el numeral 1 “DEFINICIONES”.

El símbolo de separación decimal utilizado en la numeración del presente documento es el punto (.).



## ANEXO I - CORRIENTES ADMISIBLES DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS



## Tablas de corrientes admisibles de conductores eléctricos.

TABLA 1: CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In (A)
XLPE 630 AL	63	0.06251	0.12655	78.8			650
API 95 AL	31.5	0.398	0.117	87.9	1.194	0.351	170
API 185 AL	31.5	0.205	0.106	109.9	0.615	0.318	290
API 35 CU	31.5	0.684	0.166	0	1.818	0.498	127
API 48 CU	31.5	0.479	0.132	0	1.344	0.471	154
API 50 CU	31.5	0.479	0.132	69.1	1.437	0.396	154
API 70 CU	31.5	0.332	0.123	78.5	0.996	0.369	173
API 95 CU	31.5	0.24	0.117	87.9	0.72	0.351	224
API 120 CU	31.5	0.19	0.113	94.2	0.57	0.339	258
API 150 CU	31.5	0.155	0.11	100.5	0.465	0.33	288
API 177 CU	31.5	0.125	0.106	0	0.369	0.387	328
API 185 CU	31.5	0.125	0.106	109.9	0.375	0.318	328
API 240 CU	31.5	0.0959	0.102	122.5	0.2877	0.306	378
API 250 CU	31.5	0.092	0.102	0	0.2572	0.375	378

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In (A)
XLPE 185 AL	31.5	0.209	0.117	66.9	0.627	0.351	376
XLPE 240 AL	31.5	0.161	0.113	99.9	0.483	0.339	415
XLPE 500 AL	31.5	0.084	0.102	96.1	0.252	0.306	590
XLPE 500 CU	31.5	0.051	0.102	96.1	0.153	0.306	755
XLPE 240 A	22	0.1610	0.1050	99.90	0.4830	0.3150	415
API 120 C	15	0.1870	0.1360		0.5610	0.4080	300
API 35 C	15	0.6840	0.1000		1.9110	0.3000	127
API 50 C	15	0.4790	0.1020	75.40	1.4370	0.3060	154
API 70 C	15	0.3320	0.0960	81.60	0.9960	0.2880	210
XLPE 185 A	15	0.2090	0.1080	88.90	0.6270	0.3240	376
XLPE 240 A	15	0.1610	0.1050	99.90	0.4830	0.3150	415
XLPE 50 A	15	0.8000	0.1330	55.90	2.4000	0.3990	180
XLPE 500 C	15	0.0510	0.0950	130.90	0.1530	0.2850	755
XLPE 630 A	15	0.0660	0.0900		0.1803	0.4770	652
XLPE 630 C	15	0.0360	0.0900		0.1248	0.2264	850
XLPE 95 A	15	0.4030	0.1200	69.40	1.2090	0.3600	250
API 120 C	6.4	0.1900	0.0840	91.10	0.5700	0.2520	300
API 150 C	6.4	0.1550	0.0820	125.60	0.4650	0.2460	340

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In (A)
API 16 C	6.4	1.4000	0.1100		4.2000	0.3270	75
API 185 A	6.4	0.2050	0.0800	131.90	0.6150	0.2400	305
API 185 C	6.4	0.1250	0.0800	131.90	0.3750	0.2400	390
API 25 C	6.4	0.8840	0.1050		2.6520	0.3090	100
API 300 C	6.4	0.0783	0.0760	150.70	0.2349	0.2280	500
API 32 C	6.4	0.6840	0.1000		1.6947	0.3087	127
API 35 C	6.4	0.6840	0.1000		1.9110	0.3000	127
API 48 C	6.4	0.4790	0.0950		1.4719	0.3000	159
API 50 C	6.4	0.4790	0.0950	91.10	1.4370	0.2850	154
API 64 C	6.4	0.3400	0.0900		1.0200	0.2874	188
API 70 A	6.4	0.5500	0.0900	103.60	1.6500	0.2700	158
API 70 C	6.4	0.3320	0.0900	103.60	0.9960	0.2700	210
API 75 C	6.4	0.3100	0.0900		0.9156	0.2850	220
API 80 C	6.4	0.2850	0.0860		0.8408	0.2859	220
API 95 A	6.4	0.3980	0.0860	109.90	1.1940	0.2580	185
API 95 C	6.4	0.2400	0.0860	109.90	0.7200	0.2580	260
XLPE 120 A	6.4	0.3210	0.1150	75.70	0.9630	0.3450	339
XLPE 120 C	6.4	0.1950	0.1150	75.70	0.5850	0.3450	360

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In (A)
XLPE 185 A	6.4	0.2090	0.1080	88.90	0.6270	0.3240	376
XLPE 240 A	6.4	0.1610	0.1050	99.90	0.4830	0.3150	415
XLPE 25 A	6.4	1.5130	0.1340	52.10	4.5390	0.4230	125
XLPE 50 A	6.4	0.8000	0.1330	55.90	2.4000	0.3990	180
XLPE 500 C	6.4	0.0510	0.0950	130.90	0.1530	0.2850	755
XLPE 630 C	6.4	0.0360	0.0900		0.1248	0.2264	850
XLPE 95 A	6.4	0.4030	0.1200	69.40	1.2090	0.3600	250

TABLA 2: CONDUCTORES DE LÍNEAS AÉREAS

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In 20°C(A)	In 25°C(A)	In 30°C(A)	In 35°C(A)
Línea 70 ALAL	63	0.5421	0.3946	2.76	1.6263	1.1839	240	219	195	167
Línea 95 ALAL	63	0.3807	0.3852	2.83	1.1421	1.1557	289	264	235	200
Línea 120 ALAL	63	0.3214	0.3942	2.88	0.8653	1.2040	338	299	265	228
Línea 150 ALAL	63	0.2459	0.3706	2.94	0.7377	1.1117	383	349	309	262
Línea 300 ALAL	63	0.1261	0.3631	3.1	0.3783	1.0894	592	532	463	383
Línea 25/4 ACSR	63	1.2996	0.4243	2.57	3.8988	1.2728	134	123	110	96
Línea 50/8 ACSR	63	0.6789	0.4026	2.80	2.0368	1.2078	208	190	170	147

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In 20°C(A)	In 25°C(A)	In 30°C(A)	In 35°C(A)
Línea 95/15 ACSR	63	0.3317	0.3804	2.97	0.9952	1.1411	315	287	255	217
Línea 125/30 ACSR	63	0.2590	0.3690	2.95	0.7771	1.1070	383	348	308	261
Línea 240/40 ACSR	63	0.1284	0.3507	3.11	0.3851	1.0522	568	514	452	378
Línea 16 ALAL	31.5	2.3545	0.4456	2.55	6.4894	1.3121	95	87	77	67
Línea 25 ALAL	31.5	1.543	0.4233	2.63	4.1532	1.2699	125	113	101	86
Línea 35 ALAL	31.5	1.0547	0.4203	2.71	0.0366	1.2159	157	143	128	112
Línea 50 ALAL	31.5	0.7066	0.3941	2.79	2.1198	1.1823	196	179	160	138
Línea 70 ALAL	31.5	0.5421	0.3829	2.87	1.6263	1.1487	240	219	195	167
Línea 95 ALAL	31.5	0.3807	0.3735	2.94	1.1421	1.1205	289	264	235	200
Línea 120 ALAL	31.5	0.3214	0.3793	3	0.8653	1.1173	338	299	265	228
Línea 150 ALAL	31.5	0.2459	0.3588	3.06	0.7377	1.0765	383	349	309	262
Línea 300 ALAL	31.5	0.1261	0.3483	3.3	0.3783	1.0448	592	532	463	383
Línea 16 CU	31.5	1.2968	0.4456	2.55	3.8904	1.3369	129	117	105	90
Línea 25 CU	31.5	0.8099	0.4304	2.64	2.4297	1.2911	173	157	140	120
Línea 35 CU	31.5	0.5893	0.5893	2.71	1.7678	1.7678	211	191	170	146
Línea 50 CU	31.5	0.4107	0.4092	2.79	1.232	1.2277	264	239	212	181
Línea 70 CU	31.5	0.3	0.3991	2.86	0.9	1.1972	321	291	257	218
Línea 95 CU	31.5	0.2184	0.2184	2.94	0.6552	0.6552	392	354	312	264

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In 20°C(A)	In 25°C(A)	In 30°C(A)	In 35°C(A)
Línea 120 CU	31.5	0.1706	0.3808	3.01	0.5119	1.1425	457	412	363	306
Línea 25/4 ACSR	31.5	1.2996	0.4126	2.66	3.8988	1.2377	134	123	110	96
Línea 50/8 ACSR	31.5	0.6789	0.3909	2.81	2.0368	1.1726	208	190	170	147
Línea 95/15 ACSR	31.5	0.3317	0.3687	2.98	0.9952	1.106	315	287	255	217
Línea 125/30 ACSR	31.5	0.259	0.3573	3.08	0.7771	1.0718	383	348	308	261
Línea 240/40 ACSR	31.5	0.1284	0.339	3.25	0.3851	1.017	568	514	452	378
Línea 120 ALAL	15	0.3016	0.3393	3.49	0.9048	1.0179	338	299	265	228
Línea 120 CU	15	0.1706	0.3299	3.50	0.5119	0.9897	457	412	363	306
Línea 125/30 ACSR	15	0.2590	0.3164	3.60	0.7771	0.9491	383	348	308	261
Línea 14.7 AC	15	15.7000	2.3800	2.30	40.8000	2.4924	100	77	57	35
Línea 150 ALAL	15	0.2459	0.3179	3.58	0.7377	0.9537	383	349	309	262
Línea 16 ALAL	15	2.1600	0.3982	2.81	6.4800	1.1946	95	87	77	67
Línea 16 CU	15	1.2086	0.4063	2.81	3.6258	1.2189	129	117	105	90
Línea 240/40 ACSR	15	0.1284	0.2981	3.83	0.3851	0.8942	568	514	452	378
Línea 25 ALAL	15	1.4770	0.3920	2.91	4.4310	1.1760	125	113	101	86
Línea 25 CU	15	0.8099	0.3911	2.92	2.4298	1.1733	173	157	140	120
Línea 25/4 ACSR	15	1.2996	0.3716	2.95	3.8988	1.1149	134	123	110	96
Línea 35 ALAL	15	1.0122	0.3573	3.01	3.0366	1.0719	157	143	128	112



Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In 20°C(A)	In 25°C(A)	In 30°C(A)	In 35°C(A)
Línea 35 CU	15	0.5893	0.3815	3.00	1.7678	1.1445	211	191	170	146
Línea 35.5 AC	15	6.6100	1.9300		6.6100	3.2200	63			
Línea 50 ALAL	15	0.7066	0.3570	3.21	2.1198	1.0710	196	179	160	138
Línea 50 CU	15	0.4107	0.3702	3.21	1.2320	1.1099	264	239	212	181
Línea 50/8 ACSR	15	0.6789	0.3500	3.24	2.0368	1.0499	208	190	170	147
Línea 70 ALAL	15	0.5421	0.3420	3.32	1.6263	1.0260	240	219	195	167
Línea 70 CU	15	0.3000	0.3489	3.31	0.9000	1.0467	321	291	257	218
Línea 95 ALAL	15	0.3807	0.3326	3.41	1.1421	0.9978	289	264	235	200
Línea 95 CU	15	0.2184	0.3386	3.41	0.6552	1.0158	392	354	312	264
Línea 95/15 ACSR	15	0.3317	0.3277	3.47	0.9952	0.9832	315	287	255	217
Preensamblado 3x70+1x50 AL	15	0.5680	0.1200		1.7040	0.3600	225	217	212	200
Preensamblado 3x95+1x50 AL	15	0.4100	0.1150		1.2300	0.3450	273	264	257	243
Protegido 70 ALAL	15	0.5421	0.3946	3.30	1.6263	1.1839	220	213	207	196
Protegido 95 ALAL	15	0.3807	0.3182	3.40	1.1421	0.9545	270	261	254	240
Spacer 50 A	15	0.7363	0.2727	5.10	2.2089	0.8180	224	216	211	199
Spacer 95 A	15	0.3967	0.2496	5.60	1.1901	0.7487	346	334	325	308
Línea 120 ALAL	6.4	0.3016	0.3393	3.49	0.9048	1.0179	338	299	265	228

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In 20°C(A)	In 25°C(A)	In 30°C(A)	In 35°C(A)
Línea 120 CU	6.4	0.1706	0.3299	3.50	0.5119	0.9897	457	412	363	306
Línea 125/30 ACSR	6.4	0.2590	0.3019	3.60	0.7771	0.9058	383	348	308	261
Línea 150 ALAL	6.4	0.2459	0.3035	3.58	0.7377	0.9105	383	349	309	256
Línea 16 ALAL	6.4	2.1600	0.3982	2.81	6.4800	1.1946	95	87	77	67
Línea 16 CU	6.4	1.2086	0.4063	2.81	3.6258	1.2189	129	117	105	90
Línea 240/40 ACSR	6.4	0.1284	0.2837	3.83	0.3851	0.8510	568	514	452	378
Línea 25 ALAL	6.4	1.4770	0.3920	2.91	4.4310	1.1760	125	113	101	86
Línea 25 CU	6.4	0.8099	0.3911	2.92	2.4298	1.1733	173	157	140	120
Línea 25/4 ACSR	6.4	1.2996	0.3591	2.95	3.8988	1.0774	134	123	110	96
Línea 35 ALAL	6.4	1.0122	0.3519	3.01	3.0366	1.0557	157	143	128	112
Línea 35 CU	6.4	0.5893	0.3815	3.00	1.7678	1.1445	211	191	170	146
Línea 50 ALAL	6.4	0.7066	0.3702	3.21	2.1198	1.1106	196	179	160	138
Línea 50 CU	6.4	0.4107	0.3700	3.21	1.2320	1.1099	264	239	212	181
Línea 50/8 ACSR	6.4	0.6789	0.3356	3.24	2.0368	1.0067	208	190	170	147
Línea 70 ALAL	6.4	0.5421	0.3276	3.32	1.6263	0.9827	240	219	195	167
Línea 70 CU	6.4	0.3000	0.3489	3.31	0.9000	1.0467	321	291	257	218
Línea 95 ALAL	6.4	0.3807	0.3182	3.41	1.1421	0.9545	289	264	235	200
Línea 95 CU	6.4	0.2184	0.3386	3.41	0.6552	1.0158	392	354	312	264

---

Descripción	Tensión (kV)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	Admitancia ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	In 20°C(A)	In 25°C(A)	In 30°C(A)	In 35°C(A)
Línea 95/15 ACSR	6.4	0.3317	0.3133	3.47	0.9952	0.9400	315	287	255	217
Protegido 70 ALAL	6.4	0.5421	0.3946	3.30	1.6263	1.1839	220	213	207	196
Protegido 95 ALAL	6.4	0.3807	0.3182	3.40	1.1421	0.9545	270	261	254	240



## ANEXO II - CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN

PLANIFICACIÓN Y ESTUDIOS DE DISTRIBUCIÓN

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS

VERSIÓN: SETIEMBRE 2008

Ing. Gabriela Bonessi  
Ing. Julián Viera



---

## ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN-----	33
2	METODOLOGÍA-----	33
2.1	MODELADO DE LA DEMANDA	33
2.2	ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LA RED INVOLUCRADA SIN GENERACIÓN	34
2.3	ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LA RED INVOLUCRADA CON GENERACIÓN	35
2.3.1-	Fuente primaria de energía biomasa o hidráulica	35
2.3.2-	Fuente primaria de energía eólica	36





## 1 INTRODUCCIÓN

En el presente documento se describe una metodología para efectuar el cálculo de la energía de pérdidas técnicas anual en las instalaciones de distribución asociadas al estudio de conectividad de una Central Generadora a la red de distribución.

## 2 METODOLOGÍA

### 2.1 MODELADO DE LA DEMANDA

Con la curva anual más reciente disponible de la potencia activa consumida por la red de distribución afectada por la Central Generadora, se construye una curva monótona decreciente. Esta curva puede corresponder por ejemplo a una salida de MT o a un transformador de una Estación de Trasmisión.

A partir de la monótona decreciente se crea una nueva curva con 3 escalones de demanda (máxima, media y mínima) tal como se ilustra en la figura 1.

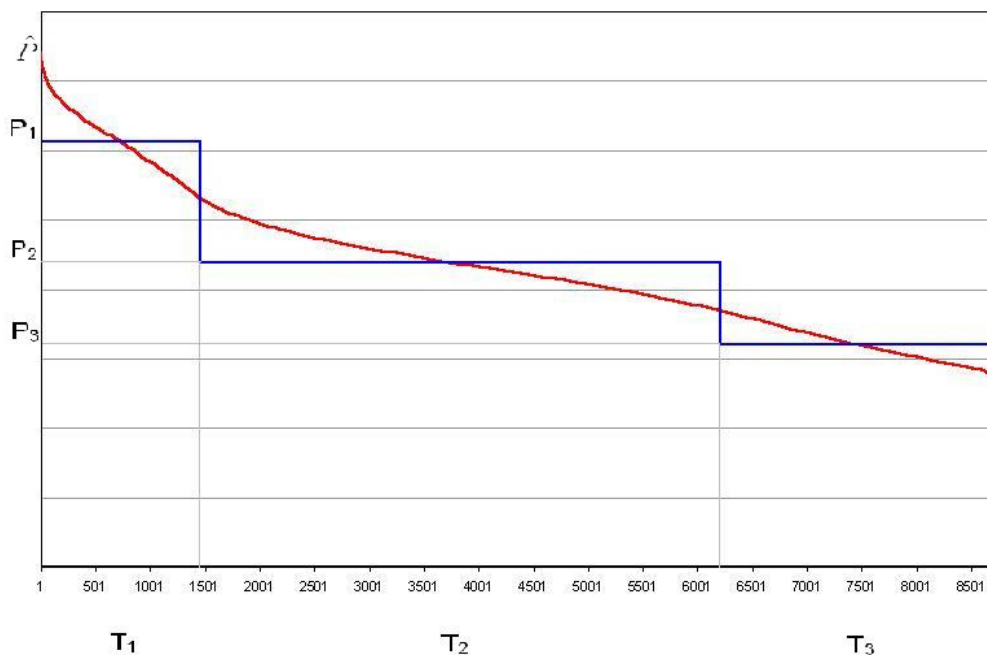


Figura 1. Curva monótona de potencia activa y aproximación escalonada

Los tiempos ( $T_i$ ) de duración de cada escenario de demanda son los que siguen:

Demanda máxima:  $T_1 = 1460$  horas.

Demanda media:  $T_2 = 4745$  horas.

Demanda mínima:  $T_3 = 2555$  horas.

Se cumple:

$$\sum_i T_i = 8760$$

Estos tiempos equivalen a considerar que en cada día del año la demanda máxima se prolonga por 4 horas, la media por 13 horas y la mínima por 7 horas. La demanda ( $P_i$ ) correspondiente a cada escenario de demanda resulta de imponer que durante  $T_i$  se tenga la misma energía que la registrada, y se calcula como:

$$P_i = \frac{A_i}{T_i}$$

Donde:

$A_i$ : Área debajo de la curva monótona anual de la potencia activa durante el escenario de demanda  $i$ , para el tiempo  $T_i$  (MWh)

$T_i$ : Duración del escenario de demanda  $i$  (h).

El cálculo de  $A_i$  se realiza como sigue:

Se parte de la curva anual de la potencia activa disponible, llevada a base horaria. La suma de los primeros 1460 valores de la monótona decreciente de dicha curva es  $A_1$ , la suma de los siguientes 4745 valores es  $A_2$  y la suma de los últimos 2555 valores es  $A_3$ .

A partir de los valores de demanda de cada escenario se calculan los factores ( $f_i$ ) a ser aplicados a la potencia pico de todos los nodos de carga exceptuando el nodo de generación. De esta manera se obtienen las cargas para cada escenario de demanda a ser utilizadas para el cálculo de los flujos de carga definidos en los puntos 2.2, 2.3.1 y 2.3.2.

$$f_i = \frac{P_i}{\hat{P}}$$

Donde:

$P_i$ : Demanda según el escenario  $i$  (MW)

$\hat{P}$ : Carga pico asociada a la zona de influencia de la Central Generadora (MW)

## 2.2 **ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LA RED INVOLUCRADA SIN GENERACIÓN**

Se modela toda la red de distribución cuyos flujos de potencia en configuración normal son afectados por la presencia de la Central Generadora, en adelante Red Involucrada.

A las cargas pico se les aplican los factores  $f_i$  calculados en 2.1, determinando así las cargas para los distintos escenarios de demanda.

Se realizan los flujos de carga para cada uno de estos escenarios obteniéndose las pérdidas en kW en los conductores y transformadores de la Red Involucrada.

Para calcular la energía anual de pérdidas se multiplican las pérdidas anteriores por las horas correspondientes a la duración del escenario de demanda, según la siguiente fórmula:

$$E_{PSG} = \sum_{i=1}^3 P_{PSGi} T_i$$

Donde:

$E_{PSG}$ : Energía anual de pérdidas sin Central Generadora (MWh)

$P_{PSGi}$ : Potencia de pérdidas en la Red Involucrada en el escenario de demanda  $i$  sin la Central Generadora generando (MW).

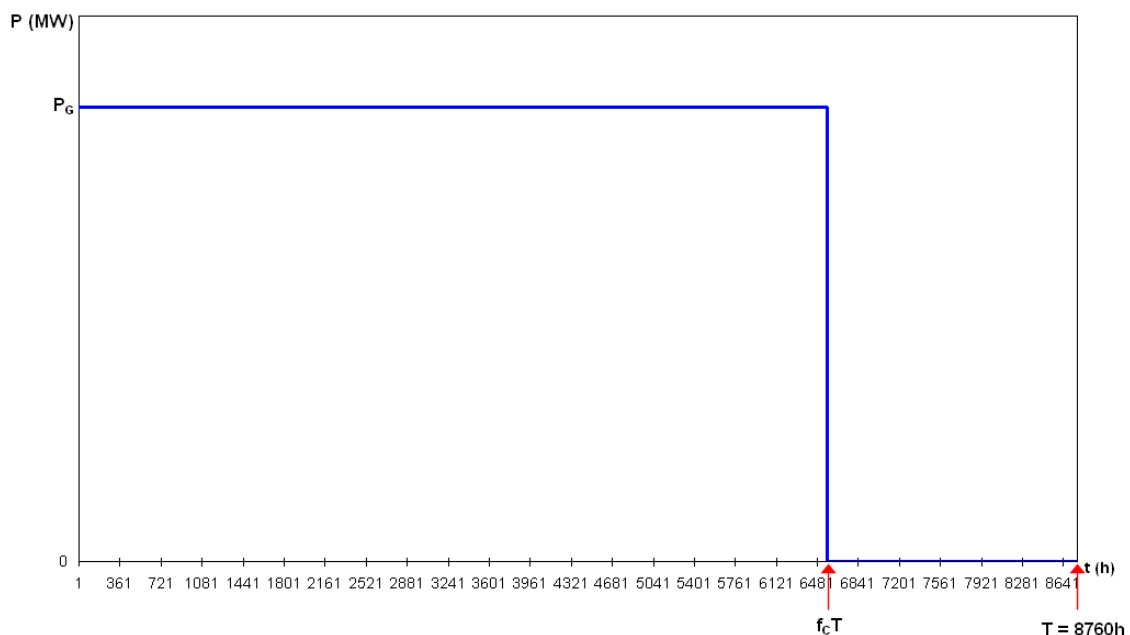
$T_i$ : Duración del escenario de demanda  $i$  (h).

## 2.3 ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LA RED INVOLUCRADA CON GENERACIÓN

El cálculo de la energía de pérdidas en la Red Involucrada con la Central Generadora generando varía según la fuente primaria de energía utilizada por la central. A continuación se presentan 2 métodos, uno aplicado a centrales que produzcan a partir de fuente primaria de energía biomasa o hidráulica y el otro para las que utilizan como fuente primaria la energía eólica.

### 2.3.1- Fuente primaria de energía biomasa o hidráulica

Para biomasa y centrales hidráulicas se considera que una fracción del año igual al factor de capacidad ( $f_c$ ) de la fuente, la Central Generadora genera a potencia plena ( $P_G$ ) y el resto del año no genera, según se muestra en la figura que sigue.



Los factores de capacidad considerados por defecto son:

- Biomasa: 0.75.
- Energía Hidráulica: 0.50.

Para cada uno de los escenarios de demanda descritos en 2.1, se realizan los flujos de carga para el modelo de la Red Involucrada con la Central Generadora conectada, obteniéndose las pérdidas en kW en los conductores y transformadores de dicha red.

Para calcular la energía de pérdidas anual con la Central Generadora, se multiplican las pérdidas anteriores por las horas correspondientes a la duración de cada escenario afectadas por el factor de capacidad y en el resto del año se maneja la energía de pérdidas calculada con la red sin generación, según se muestra en la fórmula que sigue.

$$E_{PCG} = f_C \sum_{i=1}^3 P_{PCGi} T_i + (1 - f_C) E_{PSG}$$

Donde:

$E_{PCG}$ : Energía anual de pérdidas técnicas con generación (MWh)

$f_C$ : Factor de capacidad de la Central Generadora

$P_{PCGi}$ : Potencia de pérdidas en la Red Involucrada, con la Central Generadora generando a plena potencia, en el escenario de demanda  $i$  (MW).

$T_i$ : Duración del escenario de demanda  $i$  (h).

$E_{PSG}$ : Energía anual de pérdidas técnicas sin generación (MWh)

### 2.3.2- Fuente primaria de energía eólica

Se efectúan los mismos cálculos de potencia de pérdidas que en 2.3.1.

La diferencia es que en este caso para pasar la potencia de pérdidas a energía de pérdidas se utiliza el factor de pérdidas anual  $f_P$  calculado según la fórmula que sigue:

$$f_P = x \times f_C + (1 - x) f_C^2$$

Donde:

$f_P$ : Factor de pérdidas anual.

$f_C$ : Factor de capacidad de la Central Generadora, con valor 0.35.

$x$ : Variable cuyo valor depende de la forma de la curva de generación, con valor recomendado de 0.3.

Para los valores recomendados resulta  $f_P = 0.19$ .

La energía de pérdidas anual se calcula en este caso según se indica a continuación:

$$E_{PCG} = f_P \sum_{i=1}^3 P_{PCGi} T_i$$

Donde:

$E_{PCG}$ : Energía anual de pérdidas técnicas con generación (MWh)

$f_P$ : Factor de pérdidas anual.

$P_{PCGi}$ : Potencia de pérdidas en la Red Involucrada con la Central Generadora generando a plena potencia, en el escenario de demanda  $i$  (MW).

$T_i$ : Duración del escenario de demanda  $i$  (h).