

Trabajo Fin de Grado

Título del trabajo: Ampliación del parque eólico
"Sierra de la Virgen": Estudio de evacuación de
energía eléctrica

English title: "Sierra de la Virgen" wind farm
enlargement: electrical energy evacuation study

Autor

Ángel Solanas López

Director

Antonio Montañés Espinosa



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. ÁNGEL SOLANAS LÓPEZ

con nº de DNI 25210421Y en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
GRADO, (Título del Trabajo)

AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN": ESTUDIO DE
EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, a 20 de Junio de 2016

Fdo: Ángel Solanas López

AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO “SIERRA DE LA VIRGEN”: ESTUDIO DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUMEN

El objetivo principal del presente estudio es el diseño del sistema necesario a implantar para la evacuación de energía eléctrica en el parque eólico “Sierra de la Virgen” (Calatayud, Zaragoza) debido a la ampliación del mismo.

Construido para evacuar una energía de 26MVA, correspondiente a trece aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos, se ha realizado una ampliación con dos nuevos circuitos. El primero de ellos consta de diez aerogeneradores de 2MVA y el segundo de ocho aerogeneradores, ambos del mismo modelo.

La energía generada por los aerogeneradores se transportará mediante una red subterránea de 20kV hasta la red de transporte. La subestación del parque eólico de 20/132kV permite elevar la tensión a los niveles de la red de transporte, evacuando y distribuyendo posteriormente la energía.

Inicialmente, la subestación del parque eólico contaba con un transformador de potencia de 30MVA, pero debido a la ampliación será necesario introducir un nuevo transformador de potencia de 40MVA para evacuar dicha energía.

El estudio se centra por un lado en diseñar los cables y apartamentas relativos a la ampliación, pero por otro lado, abarca la comprobación de si la apartamenta instalada inicialmente es adecuada y pueden soportar las nuevas intensidades provocadas por la ampliación de dicho parque eólico.

En primer lugar, se seleccionan y dimensionan los cables enterrados bajo tierra, relativos a la ampliación que transportarán la energía desde los aerogeneradores hasta las cabinas, conforme a la normativa vigente. Más tarde, se comprueba que cumplen con los criterios de intensidad máxima admisible, cortocircuito en conductor y pantalla y caída de tensión. Se ha decidido instalar dos centros de seccionamiento al final de cada uno de los dos circuitos correspondientes a la ampliación, para reducir el número de cables que llegan a la subestación, evitando el uso de dobles ternas.

A continuación, se ha realizado un estudio de las intensidades de cortocircuito del parque eólico en su conjunto. Se han analizado seis nudos correspondientes a las zonas donde se ubican los disyuntores.

La realización del estudio de cortocircuitos ha permitido seleccionar la apartamenta relativa a la ampliación del parque. Asimismo, se puede determinar a modo de conclusión que los equipos y apartamenta dispuestos originalmente son adecuados tras la ampliación, por lo que no hay que reemplazarlos.

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	5-7
1.1. ANTECEDENTES.....	5
1.2. OBJETO.....	5
1.3. ALCANCE.....	6-7
2. NORMATIVA Y BIBLIOGRAFÍA.....	8
3. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	9-13
4. SELECCIÓN DE CABLES MEDIA TENSIÓN (MT).....	13-39
4.1.DATOS DE RED Y CONSUMO.....	13-16
4.2. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE.....	17-20
4.3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	21-25
4.4. PÉRDIDAS TÉRMICAS EFECTO JOULE.....	26-30
4.5. PÉRDIDAS DIELECTRICAS.....	30-31
4.6. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR.....	32-33
4.7. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR LA PANTALLA DEL CABLE.....	34-35
4.8. NIVEL DE AISLAMIENTO.....	36
4.9. RADIO DE GIRO.....	36-37
4.10. CAÍDA DE TENSIÓN.....	37-39
5. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....	40-42
6. SELECCIÓN Y COMPROBACIÓN DE APARAMENTA.....	43-49
7. CONCLUSIONES.....	50-51
8. ANEXOS.....	52
8.1.ANEXO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	
8.2.ANEXO II: PLANOS Y ESQUEMAS	

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El parque eólico “Sierra de la Virgen” se ubica en Calatayud, Zaragoza. Inicialmente, fue construido para evacuar una energía de 26MVA, correspondiente a trece aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos. Por este motivo, se instaló un transformador de potencia de 30MVA y un sistema de cables enterrados directamente así como la aparamenta y protecciones adecuadas.

Sin embargo, se ha realizado una ampliación de dicho parque al ubicar dos nuevos circuitos: el circuito número uno que consta de diez aerogeneradores de 2MVA y el circuito número dos que contiene ocho aerogeneradores idénticos a los anteriores. La disposición de los aerogeneradores se muestra en el plano de la planta directora recogido en el Anexo II.

1.2. OBJETO

El objetivo principal del presente estudio es el diseño del sistema necesario a implantar para la evacuación de energía eléctrica en el parque eólico “Sierra de la Virgen” debido a la ampliación del mismo.

Se incluye el dimensionamiento de los cables directamente enterrados desde los aerogeneradores hasta la subestación, conforme a la normativa vigente, así como la selección de la aparamenta necesaria para la protección de equipos y personas.

Por otro lado, otro objetivo relevante del estudio es comprobar si los equipos y la aparamenta instalados en un inicio son adecuados y pueden soportar las nuevas intensidades provocadas por la ampliación de dicho parque eólico.

1.3. ALCANCE

La energía generada se transportará desde cada uno de los aerogeneradores hasta la red de transporte, siendo necesario el diseño de una red subterránea de 20kV así como la instalación de un segundo transformador de potencia adicional en la subestación de 20/132kV. Esta subestación permitirá elevar la tensión hasta los niveles adecuados de la red de transporte, pudiendo evacuar la energía producida por el parque eólico en su conjunto (incluida la ampliación) y distribuirla correctamente.

El estudio se enmarca dentro del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.

En cuanto a la metodología empleada, se ha realizado un estudio previo de la normativa vigente para la selección de cables y cálculo de intensidades de cortocircuito, recopilándose en un programa ofimático Excel, y por último, se aportarán los planos geológicos del parque así como los esquemas unifilares realizados mediante AutoCad.

A continuación, se diseñarán los cable y equipos correspondientes a la ampliación, y se comprobarán si siguen siendo válidos los relativos al parque original.

En primer lugar, se han seleccionado los cables de media tensión correspondientes a la parte de la ampliación. Para ello, se ha estudiado la normativa vigente que consta de normas UNE y el Reglamento de Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), en concreto la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 para líneas subterráneas con cables aislados.

Para la elección de las características del tipo de cable (materiales de conductor y cubierta, resistencia e inductancia, diámetro del conductor y exterior del cable, etc) se ha acudido al catálogo el fabricante Prysmian.

Una vez recopilada esta información, se han programado en Excel y realizado los cálculos para cada conductor.

Se ha comprobado para cada conductor que la intensidad que circula por el mismo sea inferior a la máxima intensidad admisible según la disposición de la instalación. Asimismo, se ha verificado que cumple con los criterios de intensidad de cortocircuito en conductor y pantalla, y con el criterio de caída de tensión, estableciendo el límite en 2,5% de caída de tensión porcentual. También se han calculado las pérdidas de potencia, así como las pérdidas por efecto joule y dieléctricas en el cable.

Para concluir este apartado, cabe destacar que se han colocado dos centros de seccionamiento de doble entrada y una salida, uno para cada circuito de la ampliación, con el fin de llevar sólo un único cable por circuito a la subestación, en vez de optar por dobles ternas. Las celdas de cada aerogenerador serán de un tipo u otro en función de su conexión.

En segundo lugar, una vez seleccionados los cables de media tensión que conectarán los aerogeneradores entre sí, con los centros de seccionamiento y con la subestación, se va a realizar un cálculo de intensidades de cortocircuito para elegir posteriormente la aparatada de la ampliación y comprobar la que había inicialmente.

Como punto de partida, se han calculado las corrientes de cortocircuito en seis nudos, especificados más adelante, donde se ubicarán los disyuntores.

En relación al cálculo de cortocircuitos, se ha definido en primer lugar tres zonas con una misma potencia base y su correspondiente tensión base. El objetivo es trabajar por unidad. Por este motivo, se han transformado a por unidad las reactancias de los cables, transformadores y aerogeneradores.

A continuación, se han calculado las corrientes de cortocircuito en cada nudo incluyendo la ampliación del parque eólico. Para cada nudo, se han tenido en cuenta las dos contribuciones vistas a cada lado del nudo.

Se ha despreciado las resistencias frente a la reactancia de los cables. También se ha supuesto que las impedancias de los circuitos del parque original y de la ampliación son similares puesto que la potencia a transportar es parecida. En cada nudo, se han ido

agrupando las impedancias y obteniendo la potencia de cortocircuito y por tanto, su intensidad de cortocircuito.

Tras finalizar el cálculo de cortocircuitos, se ha comprobado en primer lugar que la aparamenta instalada originalmente en el parque eólica es capaz de soportar las nuevas intensidades puesto que han aumentado debido a la ampliación.

Una vez verificado lo anterior, se procede a elegir la aparamenta correspondiente a la parte de la ampliación: autoválvulas, seccionadores, disyuntores, transformadores de intensidad, de tensión y de potencia, tanto para el lado de alta tensión como para el de media tensión. Para la selección, se han consultado los catálogos de los fabricantes ABB y MESA.

Dicha aparamenta se puede observar en los esquemas unifilares realizados en AutoCad para el lado de alta 132kV y media tensión 20kV. Por último, se analizan las conclusiones del estudio.

2. NORMATIVA Y BIBLIOGRAFÍA

Para el dimensionamiento de los cables y el cálculo de las corrientes de cortocircuito se ha precisado de las normas técnicas y reglamentos presentados a continuación:

- Reglamento de Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), aprobado por Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero de 2008 (BOE 19 de marzo de 2008)
- Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06. Líneas subterráneas con cables aislados.
- NORMA UNE-EN 60228:2005: Conductores de cables aislados.
- NORMA UNE 211003:2001: Límites de temperatura en cortocircuito en cables eléctricos.
- NORMA UNE 211435:2007: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0.6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.
- NORMA UNE 12192:1992: Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- Catálogo fabricante PRYSMIAN, basado en UNE 20435, reemplazada por UNE 211435:2007.
- UNE 21144-1-1:2012
- HD 620 S1:1996: Cálculo de radios de giro de cables unipolares apantallados.

Adicionalmente, a modo de bibliografía se ha consultado:

- Memoria de cálculo: “Implantación de un parque eólico de 21,25MW y su conexión a la red de 132kV”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla.
- Catálogos de los siguientes fabricantes: Prysmian (cables MT), MESA (cabinas), ABB (aparamenta), GAMESA (aerogeneradores), Hc Energía (transformadores de potencia) y IMEFY (transformadores de potencia de los aerogeneradores).

Por último, los programas de software empleados en el estudio han sido:

- Hoja de cálculo Excel
- AutoCad

3. MEMORIA DESCRIPTIVA

Se va a proceder a describir el emplazamiento del parque eólico “Sierra de la Virgen”, las características y aparamenta del mismo en momento de su construcción (sin incluir la parte de la ampliación).

Como se puede observar en las imagen inferior, el parque eólico “Sierra de la Virgen” se encuentra ubicado entre Sestrica y Calatayud, Zaragoza.

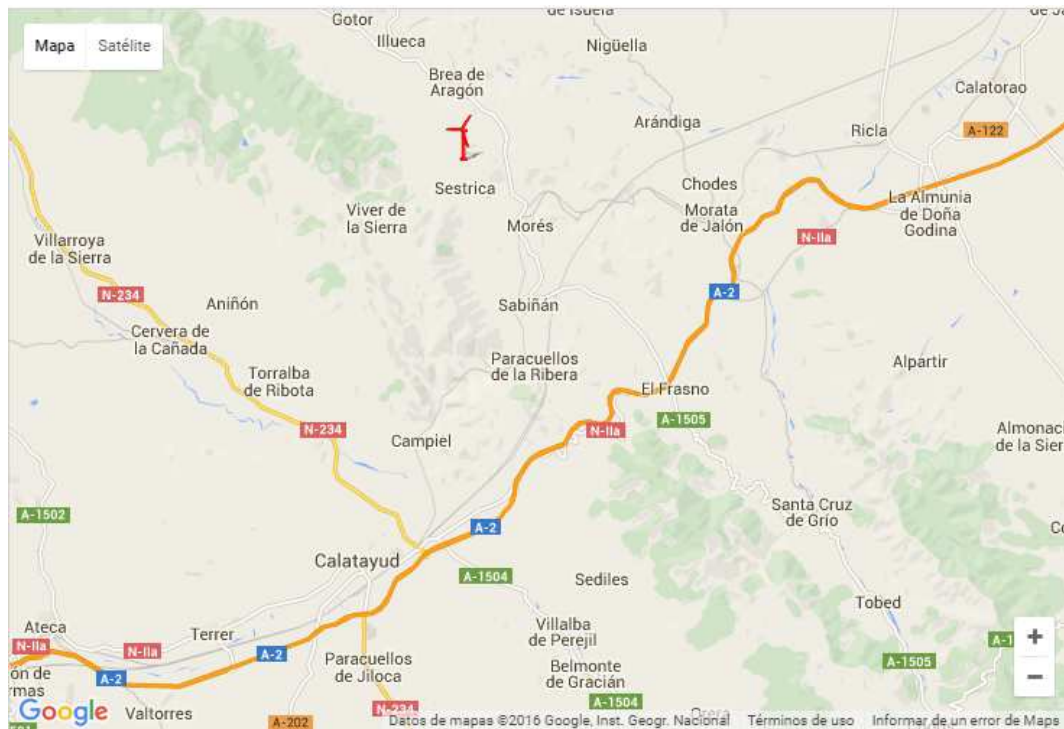


Figura 1: Emplazamiento parque eólico “Sierra de la Virgen”

Fuente: Google Maps

El parque eólico fue inicialmente construido para trece aerogeneradores GAMESA G97 de 2MVA, por lo que se dispuso de un transformador de potencia hc energía modelo ET/5101 de 30MVA. Se pensó en una posible futura ampliación a la hora de su construcción.

La ampliación consta de dos circuitos de diez y ocho aerogeneradores respectivamente, idénticos a los existentes. Por este motivo, se decidió añadir un transformador hc energía modelo ET/5101 de 40MVA para evacuar dicha energía.

La disposición de los aerogeneradores iniciales y los de la ampliación se muestran en los planos realizados por el topógrafo. Se trata de la plata directora así como del resto de plantas y perfiles recogidas en el Anexo I.

Las características de los aerogeneradores GAMESA G97 2MVA, se recogen a continuación ^[1]:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS			
Datos Generales		Torres	
Potencia nominal	2.0 ⁽¹⁾ MW	Altura	78, 90, 100, 104 ⁽²⁾ , 120 m
Clase de viento	IIA/IIIA	Multiplicadoras	
Nivel de emisión de ruido	104,5 dB(A) a potencia nominal	Tipo	1 etapa planetaria 2 etapas de ejes paralelos
Control de ruido	Gamesa NRS*	Ratio	1:106,8 (50Hz) 1:127,1 (60Hz)
Rango de temperatura	-30°C a +40°C (+45°C con de rating)	Generador	
Opciones ambientales	Disponibles versiones para emplazamientos en altitud y para ambientes polvorientos y de alta corrosión.	Tipo	Generador doblemente alimentado.
Velocidad de cut-in	3 m/s	Tensión	690 V AC
Velocidad de cut-out	25 m/s (filtro de 100s)	Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Rotor		Clase de protección	IP54
Diámetro	97 m	Factor de potencia	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencia
Área de barrido	7.390 m ²	HITOS PRINCIPALES	
Velocidad de giro	9,6 - 17,8 rpm	G97 IIIA	
Control	Pitch y velocidad variable	Primer prototipo	2011
Palas		Producción en serie	2011
Longitud	47,5 m	Certificado Tipo	Disponible (DNV)
Perfil	Gamesa	G97 IIA	
Material	Fibra de vidrio pré-impregnado de resina epoxi + fibra de carbono	Primer prototipo	2012
		Producción en serie	2012
		Certificado Tipo	Disponible (DNV)

(1) Upgrade a 2.1 MW de potencia nominal disponible según emplazamiento.
(2) Clase S.

Figura 3: Especificaciones técnicas aerogeneradores GAMESA G97
Fuente: Catálogo GAMESA

Se optó por un modelo G97 en vez de G90 puesto con un rotor de 97 metros se obtiene hasta un 14% más de energía anual ^[1].

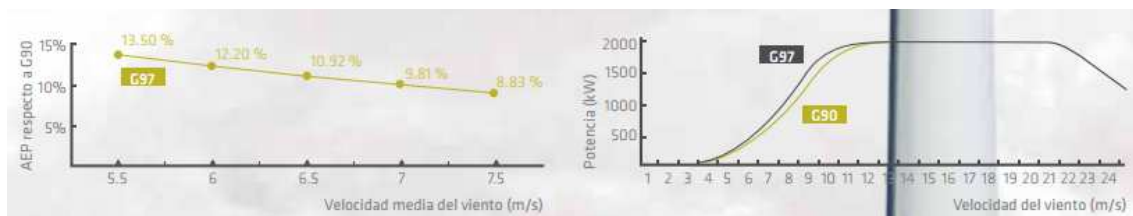


Figura 4: Diferencias aerogeneradores GAMESA G97 y G90
Fuente: Catálogo GAMESA

La reactancia subtransitoria de los aerogeneradores es de $X_d' = 17\%$ y constan de un transformador de potencia 20/0,69kV de 2500KVA del fabricante IMEFY con una reactancia de cortocircuito $U_{cc} = 6\%$. El resto de características se muestran en la imagen inferior, extraída del catálogo de IMEFY ^[2].

[1]: Catálogo GAMESA G97 2MVA

[2]: Catálogo IMEFY

POTENCIA (kVA)	NIVEL DE AISLAM. (kV)	TENSIÓN DE CC (%)	PÉRDIDAS (W)	DIMENSIONES APROXIMADAS (mm)						PESOS (kg)				NIVEL DE RUIDO dB (A) PRESIÓN	
				COBRE			ALUMINIO			COBRE		ALUMINIO			
				Largo(A)	Ancho(B)	Alto(C)	Largo(A)	Ancho(B)	Alto(C)	Aceite	Total	Aceite	Total	0,3m	1m
2500	24	6	CkE0	2420	1470	2000	2590	1500	2100	1280	6000	1530	6290	68	63
			CkD0	2420	1470	2000	2590	1500	2100	1280	6000	1530	6290	68	63
			BkB0	2470	1410	2080	2550	1370	2100	1360	6280	1700	7000	58	53
			BkA0	2380	1410	2100	2450	1410	2290	1320	7000	1750	8150	63	47
	36	6	Bk36C036	2420	1470	2150	2590	1500	2100	1280	5770	1530	6300	68	63
			Bk36B036	2420	1470	2150	2590	1500	2100	1280	5950	1530	6300	68	63
			Ak36A036	2470	1460	2060	2530	1450	2180	1340	5740	1570	6350	65	60
			Bk(+10%)A0(+15%)	2430	1410	2180	2460	1410	2310	1300	6700	1680	7400	63	47

Figura 5: Características transformadores de potencia aerogeneradores

Fuente: Catálogo IMEFY

El transformador de potencia (con regulación) hc energía modelo ET/5101 de 30/40MVA ONAN/ONAF 132±8x1,25, instalado originalmente, presentaba las siguientes características ^[3]:

- Servicio: continuo
- Instalación: exterior-intemperie
- N° de fases: tres
- N° de devanados: tres
- Aislamiento: aceite
- Refrigeración: ONAN/ONAF
- Tipo de núcleo: columnas
- Tipo de cuba: convencional
- Frecuencia: 50Hz
- Conexión arrollamiento AT: estrella, con neutro accesible sobre tapa
- Conexión arrollamiento BT: estrella, con neutro accesible sobre tapa y aislamiento pleno
- Conexión arrollamiento Terciario: Triángulo, accesible con dos bornas sobre tapa, puenteadas y a tierra.
- Grupo de conexión: YNyn0-d11
- Cambiador de tomas en carga: tipo MR (Vacutap) en el lado AT
- Regulador automático de tensión: REG-DA
- Transformador de intensidad: para Imagen Térmica, montado en borna central BT
- Reactancia de cortocircuito: $U_{cc}(\%)=10\%$
- Pérdidas en el hierro a 100% tensión nominal: 20 [kW]
- Pérdidas en el cobre a 75°C: 17 [kW]

Salvo las pérdidas en hierro y cobre, el transformador de potencia que se colocará para la ampliación presentará las mismas características que el anterior. Se tratará, por tanto, de un transformador de potencia (con regulación) hc energía modelo ET/5101 de 40/52MVA ONAN/ONAF 132±8x1,25.

[3]: Catálogo hc Energía

La aparamenta instalada inicialmente para el lado de AT, se menciona a continuación:

- **Autoválvulas**

Modelo ABB PEXLIM 145kV de red e intensidad de descarga 10kA.

- **Seccionadores**

MESA AT 145/2750A con doble apertura lateral.

- **Disyuntores**

ABB Tipo LTB 145kV/3150A/40kA.

- **Transformadores de corriente**

Transformador de corriente aislado en aceite ABB IBM 145kV 300-600A.

- **Transformadores de tensión**

Modelo ABB CPA 145kV.

Por otro lado, la aparamenta instalada inicialmente desde la barra de 132kV hasta el lado de AT del transformador de 30MVA es la siguiente:

- Seccionadores, autoválvulas, disyuntores y transformadores de tensión con las mismas características que los anteriores.
- Transformadores de intensidad: Transformador de corriente aislado en aceite ABB IBM 145kV 200-400A.

En el lado de baja tensión también se añadieron autoválvulas ABB PEXLIM R 24kV/10kA. Las cabinas, tanto las ya construidas como las nuevas a instalar, son del fabricante MESA modelo DV CAS 24kV; 2500A; 31,5kA, las cuales permiten la conexión de cables hasta 630 mm² de sección nominal. Su descripción completa se encuentra en el esquema unifilar de los aerogeneradores (cada uno con un tipo de cabina) dentro del Anexo II.

La aparamenta correspondiente a la parte de la ampliación puede verse reflejada con más detalle en los esquemas unifilares del Anexo II. En dichos esquemas se muestra el lado de alta y media tensión así como las cabinas.

Finalmente, existen dos líneas que conectan a la red de 132kV y con potencia de cortocircuito igual a $S_{cc}=2000\text{MVA}$ cada una de ellas. La energía que generan los aerogeneradores es transportada por cables enterrados directamente bajo tierra (en el apartado siguiente se dimensionarán los correspondientes a la ampliación) hasta la subestación de 20/132kV. Dicha subestación elevará la tensión hasta el nivel de la red de transporte para su posterior distribución.

En los siguientes apartados se detallará el cálculo de cables de media tensión, intensidades de cortocircuito y aparamenta adecuada que sería necesario instalar en la parte de la ampliación.

4. SELECCIÓN DE CABLES MEDIA TENSIÓN (MT)

El presente documento tiene como objeto la justificación de los cables empleados para evacuar la potencia requerida por la ampliación del parque eólico “Sierra de la Virgen” desde los aerogeneradores hasta la subestación 132/20 kV.

A continuación, se van a realizar los cálculos de cableado de acuerdo con la normativa anteriormente descrita, comprobando que éstos cumplan con los criterio de máxima intensidad admisible (conductor y pantalla) y caída de tensión.

Se va a aplicar dichos cálculos a un ejemplo concreto para su correcta comprensión. El resto de cables se seleccionarán de forma análoga.

Se va a analizar el tramo dos del circuito de aerogeneradores número uno. Este tramo conecta el aerogenerador tres con el cinco.

Los apartados a considerar serán los siguientes:

4.1.DATOS DE RED Y CONSUMO

En este apartado se indicarán el nombre de la instalación (Subestación 20/132 kV Sierra de la Virgen) y se definen las características de la red.

En primer lugar, se ha de determinar la categoría de dicha red. La Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 para líneas subterráneas con cables aislados, establece tres tipos de categoría en función de la duración máxima de un defecto a tierra.

- Categoría A: Los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de un minuto.
- Categoría B: En caso de defecto, la red sólo funciona con una fase a tierra durante un tiempo limitado, generalmente inferior a una hora. En una red en la que un defecto a tierra no se elimina automática y rápidamente, los esfuerzos suplementarios soportados por el aislamiento de los cables y accesorios durante el defecto, reducen la vida de éstos. Si se prevé que una red va a funcionar frecuentemente con un defecto permanente, puede ser económico clasificar dicha red en la categoría C.
- Categoría C: Red no incluida en la categoría A ni en la B.

En este estudio, se ha considerado que la red pertenece a la categoría A y que la duración de los defectos a tierra es inferior a un minuto.

Por otro lado, completan las características de la red su frecuencia (50 Hz), su potencia de cortocircuito así como la tensión nominal.

Inicialmente, para la selección de cables se ha considerado una potencia de cortocircuito de $S_{cc}=1000$ MVA aunque más adelante, en el apartado de cálculo de cortocircuitos, se justificará que esta potencia es menor (en torno a 400-450MVA), por lo que se ha sobredimensionado (si estuviesen los dos transformadores conectados ascendería hasta unos 800MVA).

También se ha añadido la tensión nominal de los cables (20 kV), la cuál debe estar normalizada. Se tratará de una red de transporte y distribución de 20 kV.

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

*Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución

Tabla 1: Tensiones nominales normalizadas
Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 1

A partir del valor de la tensión nominal y conocida la categoría de la red, se obtiene la tensión más elevada de red (U_m).

Se puede observar en la tabla inferior que para una red de categoría A y $U_n=20$ kV, la tensión más elevada será de $U_s=U_m=24$ kV. El valor de $U_p=125$ [kV] se refiere al valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta.

También se aprecia que el nivel de aislamiento mínimo que tendrá que soportar el cable elegido será de $U_o/U=12/20$ kV, donde U_o es la tensión asignada eficaz entre cada conductor y pantalla del cable, y U es la tensión asignada eficaz entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Tabla 2. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

Tensión nominal de la red U_n kV	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_o/U_s ó U_o kV	U_p Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B		
		C	6/10	75
10	12	A-B		
		C	8,7/15	95
15	17,5	A-B		
		C	12/20	125
20	24	A-B		
		C	15/25	145
25	30	A-B		
		C	18/30	170
30	36	A-B		
		C	26/45	250
45	52	A-B		
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

Tabla 2: Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 2

En cuanto a la potencia a transportar por el cable, hay que tener en cuenta su conexión. El aerogenerador tres, presenta una entrada en su cabina del cable procedente del aerogenerador cuatro, su propio generador y otra salida con el cable que lo unirá con el aerogenerador cinco.

Por tanto, para dimensionar el cable de salida (del aerogenerador tres al cinco) se deberán considerar ambos aportes de energía: los 2MVA del aerogenerador tres más los 2MVA del generador cuatro anterior (4MVA en total). Esta potencia acumulada variará en función de cada aerogenerador.

A continuación, conocida la potencia acumulada a transportar, se calcula la intensidad que circulará por dicho cable mediante la siguiente expresión:

$$Intensidad \ a \ transportar \ (I_s) = \frac{S}{U_n * \sqrt{3}} = \frac{4000 \ [kVA]}{20[kV] * \sqrt{3}} = 115,470 \ [A]$$

Suponiendo que la potencia de cortocircuito para el cálculo el cable de media tensión es de 1000MVA, se procederá a calcular la intensidad de cortocircuito en el conductor a soportar:

$$Z_{cc} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(20 \ [kV])^2}{1000[MVA]} = 0,4 \ [\Omega]$$

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

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{cc}} = \frac{20 [kV]}{\sqrt{3} * 0,4 [\Omega]} = 28,87[kA]$$

De este modo, la intensidad de cortocircuito a soportar en el conductor será de 28,87 [kA]. Asimismo, se ha considerado una duración del cortocircuito en conductor de 0,5 segundos. La intensidad de cortocircuito a soportar en la pantalla del cable será de 1 [kA] y la duración de dicho cortocircuito en pantalla de 1 segundo.

La siguiente imagen recoge los datos anteriores:

DATOS DE RED Y CONSUMO

Nombre de la instalación	SUBESTACIÓN 20/132 kV SIERRA DE LA VIRGEN		
Categoría de la red	Categoría A		
Tensión nominal de la red (kV)	Un	20	
Tensión más elevada (kV)	Um	24	Kv
Frecuencia nominal		50	Hz
Potencia a transportar		4000	KVA
Intensidad a transportar	Is	115,470	A
Factor de corrección de intensidad		1	
Intensidad de cálculo	Is	115,470	A
Intensidad de cortocircuito en conductor kA		28,87	KA Intensidad de cc. a soportar
Duración del cortocircuito en conductor		0,5	s
Intensidad de cortocircuito en pantalla		1	KA Intensidad de cc. a soportar
Duración del cortocircuito en pantalla		1	s

4.2. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE

Se ha optado en este tramo por el siguiente cable: VOLTALENE RHV 12/20kV 1x240 (Cu) +H16, enterrados directamente. El cable es tipo VOLTALENE cuyo fabricante es PRYSMIAN.

Se trata de un cable unipolar, con un conductor de cobre de 240 mm², aislado con XLPE, apantallado con una corona de hilos de cobre de sección total de 16 mm² (sin armado), para una tensión nominal de 12/20kV y con cubierta exterior de PVC. A continuación, se explican las razones.

- Material conductor: Se ha escogido Cobre en vez de Aluminio porque presenta una mayor conductividad eléctrica a pesar de que es más caro.
- Material del aislamiento: Se he elegido Polietileno Reticulado (XLPE) debido a que se trata de un cable con buenas propiedades de pérdidas en el dieléctrico, resistividad térmica y eléctrica, y rigidez dieléctrica. Debido a la ubicación del parque, la humedad no será un problema.
- Material de la cubierta: Se ha optado por cloruro de polivinilo (PVC) como material de cubierta por su alta resistencia a impactos y a la abrasión, y por su baja absorción de la humedad.
- Nivel de aislamiento: Se elige uno igual o superior al requerido. En este caso, igual y de valor 12/20kV.
- Sección nominal conductor: Se ha elegido de 240 mm² de cobre. Posteriormente, se justificará que cumple con el criterio de intensidad máxima admisible.
- Sección nominal pantallas (hilos Cu): Se ha escogido una sección de 16 mm², correspondiente a 20 hilos de Cobre de 1 mm de diámetro.

Tabla secciones nominales y resistencias en pantallas UNE 211435				
Sección	Cu Ohm/km	número hilos	diámetro hilos	Número de hilosxDiámetro
10	0,83	20	0,8	20 x 0,8mm D
16	1,15	20	1	20 x 1mm D
25	0,727	32	1	32 x 1mm D
35	0,524	23	1,4	23 x 1,4mm D
50	0,387	32	1,4	32 x 1,4mm D

Tabla 3: Secciones nominales y resistencias en pantallas
Fuente: UNE 211435

A continuación, se determinarán las temperaturas máximas y en cortocircuito en función del conductor y material de pantalla, según ITC-LAT 06 y UNE 21144-1-1:2012. Para el cable en cuestión serán:

Tabla 5. Cables aislados con aislamiento seco
Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno – Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 4: Temperaturas máximas asignadas al conductor
Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 5

Como el material de aislamiento es polietileno reticulado (XLPE), la temperatura máxima de servicio será de 90°C y la temperatura máxima en cortocircuito del conductor será de 250°C.

Por otro lado, el material de cubierta es PVC, por lo que la temperatura máxima de servicio en la pantalla será de 70°C y la temperatura máxima en cortocircuito en pantalla será de 200°C.

Tabla de material de cubierta		
	Tserv	Tcc
Cloruro de Polivinilo (PVC)	70	200
Poliolefina termoplástica (Z1)	70	180
Polietileno (PE)	70	180

Tabla 5: Temperaturas máximas asignadas según material cubierta
Fuente: UNE 21144-1-1:2012

Finalmente, una vez elegido el cable, se seleccionan del catálogo del fabricante PRYSMIAN los diámetros del conductor y diámetro exterior según la sección escogida.

DIÁMETROS BAJO AISLAMIENTO DE CABLES VOLTALENE (UNIPOLARES Y TRIPOLARES)

Sección mm ²	d Cuerda mm	d' Semic. int. mm	D sobre aislamiento						
			1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Conductor de Cu									
35	7	8	11	13	14,8	17	19	-	-
50	8,3	9,3	12,3	14,3	16,1	18,3	20,3	22,9	25,3
70	9,9	10,9	13,9	15,9	17,7	19,9	21,9	24,5	26,9
95	11,6	12,6	15,6	17,6	19,4	21,6	23,6	26,2	28,6
120	13,1	14,1	17,1	19,1	20,9	23,1	25,1	27,7	30,1
150	14,3	15,3	18,3	20,3	22,1	24,3	26,3	28,9	31,3
185	16	17	20	22	23,8	26	28	30,6	33
240	18,7	20,1	22,7	25,3	26,9	29,1	31,1	33,7	36,1
300	20,6	22	24,6	27,6	28,8	31	33	35,6	38
400	23,1	24,5	27,1	30,5	31,3	33,5	35,5	38,1	40,5
500	26,4	28,4	30,8	34,8	35,2	37,4	39,4	42	44,4
Conductor de Al									
35	7	8	11	13	14,8	17	19	-	-
50	8,1	9,1	12,1	14,1	15,9	18,1	20,1	22,7	25,1
70	9,8	10,8	13,8	15,8	17,6	19,8	21,8	24,4	26,8
95	11,2	12,2	15,2	17,2	19	21,2	23,3	25,8	28,3
120	12,7	13,7	16,7	18,7	20,5	22,7	24,7	27,3	29,7
150	14	15	18	20	21,8	24	26,1	28,6	31,2
185	16,1	17,1	20,1	22,1	23,9	26,1	28,1	30,7	33,1
240	17,9	19,3	21,9	24,5	26,1	28,3	30,2	32,9	34,5
300	20,6	22	24,6	27,6	28,8	31	33	35,6	38
400	23,1	24,5	27,1	30,5	31,3	33,5	35,5	38,1	40,6
500	26,3	28,3	30,7	34,7	35,1	37,3	39,3	41,9	44,3

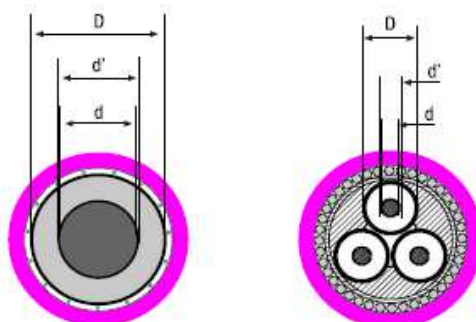


Tabla 6: Diámetros bajo aislamiento de cables VOLTALENE unipolares
Fuente: Catálogo fabricante PRYSMIAN

Como se observa, para una sección nominal de 240 mm², el diámetro del conductor (dc) será igual a 18,7 mm. Por otro lado, el diámetro exterior sabiendo que el cable es de tipo no armado, será de 37,8 mm, como se puede comprobar en la tabla inferior.

DIÁMETROS EXTERIORES Y PESOS DE CABLES VOLTALENE

Sección nominal mm ²	Ø ext. mm	Peso kg/km	Ø ext. mm	Peso kg/km	Ø ext. mm	Peso kg/km
	Tipo H (no armado)		Tipo HFA (armado flejes Al)		Tipo HMA (armado alambres Al)	
Unipolares - 12/20 kV (Conductores de cobre)						
1 x 35	25.1	1010	30.7	1325	31.4	1440
1 x 50	26.4	1155	32.0	1490	32.9	1620
1 x 70	28.0	1395	33.8	1760	35.3	1965
1 x 95	29.9	1700	35.5	2065	37.2	2305
1 x 120	31.4	1965	37.2	2365	38.7	2595
1 x 150	32.8	2240	38.4	2640	40.1	2900
1 x 185	34.9	2660	40.7	3100	42.2	3355
1 x 240	37.8	3305	43.6	3775	45.1	4045
1 x 300	39.9	3910	45.7	4400	48.4	4845
1 x 400	42.6	4715	48.4	5230	51.1	5705
1 x 500	46.1	5865	52.1	6445	54.8	6970
Unipolares - 12/20 kV (Conductores de aluminio)						
1 x 35	27,5	795	30,7	1115	31,4	1225
1 x 50	28,5	855	31,8	1190	32,7	1320
1 x 70	30,2	960	33,7	1325	35,2	1530
1 x 95	31,7	1020	35,1	1450	36,8	1680
1 x 120	33,2	1200	36,8	1600	38,3	1820
1 x 150	34,4	1260	38,1	1715	39,8	1970
1 x 185	36,9	1535	40,8	1980	42,3	2230
1 x 240	40	1640	42,9	2210	44,4	2480
1 x 300	42	2040	45,7	2530	48,4	2975
1 x 400	45	2400	48,9	2925	51,6	3410
1 x 500	48,4	2700	52,5	3385	55,2	3905

Tabla 7: Diámetros exteriores de cables VOLTALENE unipolares
Fuente: Catálogo fabricante PRYSMIAN

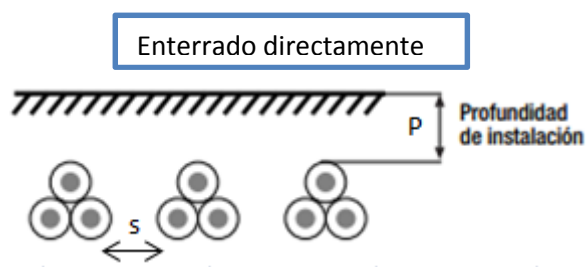
En resumen, el cable presenta las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE

Material conductor	<input checked="" type="radio"/> Cobre	<input type="radio"/> Aluminio
Material aislamiento	Polietileno Reticulado (XLPE)	
Material cubierta	Cloruro de Polivinilo (PVC)	
Nivel de aislamiento	Uo/U = 12/20kV	
Sección nominal conductor	240	
Sección nominal pantalla (hilos Cu)	16	
Tipo de conductor	Cu, Circular, cableado, Secado e impregnado	
Designación del cable (teórica)	RHV 12/20kV 1x240 (Cu) +H16	
Temperatura máxima de servicio	90	° C
Temperatura máxima en CC conductor	250	° C
Temperatura máxima de servicio pantalla	70	° C
Temperatura máxima en CC pantalla	200	° C
Diámetro del conductor (dc)	18,7	mm
Diámetro exterior del cable (De)	37,8	mm

4.3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Todos los cables irán enterrados directamente a una profundidad de 1 metro. El número máximo de circuitos enterrados que irán en zanja será de uno puesto que en el corto tramo que puedan llegar a coincidir antes del centro de seccionamiento, cada circuito irá a un lado del vial, en zanjas distintas. Asimismo, el número máximo de ternas que se darán será de uno ya que se dispone de dos centros de seccionamientos (uno para el circuito uno y otro para el dos) en donde llegarán dos cables y saldrá sólo uno hacia la subestación.



Para el cable en cuestión, estará enterrado directamente a un metro de profundidad. No estará por tanto expuesto a la luz solar. La temperatura ambiente será de 40°C y la temperatura del terreno de 25°C. En cuanto al terreno, se considera arenosos muy seco con una resistividad térmica de 1,5 [K*m/W].

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Tabla 8: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y grado de humedad.

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 9

Una vez conocido cómo van a ir los cables en la instalación y sus características, se procede a comprobar si para la selección nominal del cable escogido, se cumple con el criterio de intensidad máxima admisible.

Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 9: Intensidades máximas admisibles para cables unipolares directamente enterrados.

Fuente: ITC-LAT 06; UNE 211435:2007

Para una sección nominal de 240 mm², aislamiento XLPE y conductor de cobre, la intensidad máxima admisible que circula por un cable es **$I_{adm}=440$ [A]**.

A continuación, se determinarán los factores de corrección en función de la instalación.

➤ **Factor de corrección de temperatura (F_{TT})**

$$F_{TT} = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 25}} = \sqrt{\frac{90 - 25}{90 - 25}} = 1$$

Donde θ_s es la temperatura máxima de servicio del material de aislamiento y θ_a es la temperatura del terreno. En este caso, como la temperatura del terreno es 25°C, se obtiene un factor de corrección de temperaturas igual a la unidad, como se puede comprobar en la tabla inferior.

Tabla 7. Factor de corrección, F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 10: Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 7

➤ **Factor de corrección por la resistividad térmica del terreno (F_{RT})**

Conforme al ITC-LAT 06, como la resistividad del terreno es de 1,5 [K*m/W] para cables enterrados directamente y de 240 mm², se obtiene un factor $F_{RT}=1$.

Tabla 8. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 11: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 8

➤ **Factor de corrección de profundidad de enterramiento (F_P)**

Como el cable está enterrado directamente a una distancia de un metro, dicho factor de corrección será igual a la unidad ($F_P=1$).

Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 12: Factor de corrección para profundidades de instalación distintas de 1m

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 11

➤ **Factor de corrección por agrupamiento (F_A)**

Sólo estará enterrado un cable por zanja por lo que el factor de agrupamiento F_A será igual a la unidad.

Tabla de factores de corrección por agrupamiento (F_a) de cables enterrado UNE 211435:2007					
Nº circuitos agrupados	Distancias entre cables s(mm)				
	0	200	400	600	800
1	1	1	1	1	1
2	0,76	0,82	0,86	0,88	0,9
3	0,65	0,73	0,78	0,82	0,85
4	0,58	0,68	0,75	0,79	0,83
5	0,53	0,64	0,72	0,77	0,81
6	0,5	0,61	0,7	0,76	0,8
7	0,47	0,59	0,68	0,74	0,79
8	0,45	0,57	0,67	0,74	-
9	0,43	0,56	0,66	0,73	-
10	0,42	0,55	0,65	-	-

Tabla 13: Factor de corrección por agrupamiento de cables enterrados
Fuente: UNE 211435:2007

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 14: Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares
Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 10

➤ **Factor de corrección del aire (Fa_{ire})**

Para una temperatura de servicio del material aislante de 90°C y considerada una temperatura del aire de 40°C, se obtiene un factor de corrección del aire igual a la unidad.

Tabla 14. Factor de corrección, F, para temperatura del aire distinta de 40 °C

Temperatura de servicio, θ_s , en °C	Temperatura ambiente, θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78
70	1,41	1,35	1,29	1,23	1,16	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58
65	1,48	1,41	1,34	1,27	1,18	1,10	1	0,89	0,78	0,63	0,45

Tabla 15: Factor de corrección para temperatura del aire distinta de 40°C

Fuente: ITC-LAT 06, Tabla 14

➤ **Factor corrección por exposición a la luz solar (F_s)**

Como el cable está enterrado directamente, no estará expuesto a la luz solar y en consecuencia dicho factor de corrección será igual a la unidad. En caso contrario, éste sería igual a 0,89.

De este modo, el factor de corrección total será:

$$F_{total} = F_{tt} * F_{rt} * F_p * F_a * F_{aire} * F_s = 1$$

Considerando una sola terna se obtiene una intensidad admisible por una terna (I_{1T}):

$$I_{1T} = I_{1adm} * F_{total} = 440[A] * 1 = 440[A]$$

Por último, se calcula la intensidad máxima admisible total:

$$I_{máx} = I_{1T} * n^{\circ}ternas = 440[A] * 1 = 440[A]$$

Finalmente, se compara esta intensidad máxima obtenida a partir de las características del cable y de la instalación, con la intensidad a transportar (I_s) hallada anteriormente. Como la intensidad a transportar (I_s) es superior a la intensidad máxima admisible total (I_{máx}), entonces se cumple el criterio de intensidad máxima admisible (I_s > I_{máx}).

En consecuencia, la sección de 240 mm² del cable cumple es adecuada ya que cumple con dicho criterio.

En general, se procede de este modo para calcular la sección de cada cable. Se comienza con la menor, dentro de las normalizadas (95 mm²) y se comprueba si cumple con la condición de intensidad (I_{máx} < I_s). De no cumplirse, se incrementa la sección (240, 400, 630 mm²) hasta que se verifique la condición.

4.4. PÉRDIDAS TÉRMICAS EFECTO JOULE

- Resistencia en corriente continua

En primer lugar, se selecciona la resistencia en corriente continua del conductor R_0 [Ω/km] a 20°C. Acorde con IEC 60228, en función de la sección nominal, se selecciona dicho valor. En este caso, para cobre recocido (alambre desnudo) y 240 mm² de sección nominal, se obtiene $R_0=0,0754$ [Ω/km].

Sección nominal (mm ²)	Resistencia máxima del conductor a 20°C		
	Conductor cobre recocido		Conductores de aluminio o aleación de aluminio (Ω/km)
	alambres desnudos (Ω/km)	alambres recubiertos de una capa metálica (Ω/km)	
0,5	36	36,7	
0,75	24,5	24,8	
1	18,1	18,2	
1,5	12,1	12,2	
2,5	7,41	7,56	
4	4,61	4,7	
6	3,08	3,11	
10	1,83	1,84	3,08
16	1,15	1,16	1,91
25	0,727	0,734	1,2
35	0,524	0,529	0,868
50	0,387	0,391	0,641
70	0,268	0,27	0,443
95	0,193	0,195	0,32
120	0,153	0,154	0,253
150	0,124	0,126	0,206
185	0,0991	0,1	0,164
240	0,0754	0,0762	0,125
300	0,0601	0,0607	0,1
400	0,047	0,0475	0,0778
500	0,0366	0,0369	0,0605
630	0,0283	0,0286	0,0469
800	0,0221	0,0224	0,0367
1000	0,0176	0,0177	0,0291
1200	0,0151	0,0151	0,0247
1400	0,0129	0,0129	0,0212
1600	0,0113	0,0113	0,0186
1800	0,0101	0,0101	0,0165
2000	0,009	0,009	0,0149
2500	0,0072	0,0072	0,0127

Tabla 16: Resistencia cables cc. A 20°C

Fuente: IEC 60228

A continuación, se calcula el recorrido del cable (266 metros en este tramo), obteniéndose un valor de R_0 [Ω]:

$$R_0[\Omega] = 0,0754 \left[\frac{\Omega}{km} \right] * 0,266[km] = 0,0201[\Omega]$$

Según la norma UNE 21144-1-1:2012, se determina el factor por variación de la resistividad debido a la temperatura (α_{20}) y la temperatura máxima de servicio en función del material de aislamiento. Para un cable de cobre, le corresponde $\alpha_{20}=3,93*10^{-3}$. Como el material de aislamiento empleado ha sido polietileno reticulado (XLPE), la temperatura máxima de servicio (θ) será de 90°C, tal y como se ha expuesto anteriormente basándose en la norma UNE 21144-1-1:2012.

MATERIAL	ρ ($\Omega \cdot m$)	α
Cobre	1,72E-08	3,93E-03
Aluminio	2,83E-08	4,03E-03

Tabla 17: Resistividad eléctrica y coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura de los metales utilizados
Fuente: Tabla 1 UNE 21144-1-1:2012

Recogiendo los datos anteriores, se determina el valor de la resistencia del conductor en corriente continua (R'):

$$\begin{aligned} R'[\Omega] &= R_0[\Omega] * [1 + \alpha_{20} * (\theta - 20)] = \\ &= 0,0201[\Omega] * [1 + 3,93 * 10^{-3} * (90^\circ\text{C} - 20)] = 0,0256[\Omega] \end{aligned}$$

- **Efecto pelicular**

El efecto pelicular se suele presentar en alterna, donde es mayor la densidad de corriente en la superficie que en el centro, provocando variaciones en la resistencia eléctrica del cable. Se va a analizar cómo influye dicho efecto.

Observándose la tabla inferior extraída de la Tabla 2 UNE 21144-1-1:2012, se puede identificar que para cables de cobre, circular, secados e impregnados, le corresponde un coeficiente experimentalmente hallados de efecto pelicular con valor de $k_s=1$.

	Tipo de conductor	Secado e impregnado o no	k_s	k_p
Cobre	Cu, Circular, cableado, Secado e impregnado	SI	1	0,8
	Cu, Circular, cableado, NO Secado e impregnado	NO	1	1
	Cu, Circular, segmentado		0,435	0,37
	Cu, Hueco, cableado helicoidal, Secado e impregnado	SI	0,095	0,8
	Cu, Sectoral, Secado e impregnado	SI	1	0,8
	Cu, Sectoral, NO Secado e impregnado	NO	1	1
Aluminio	Al, Circular, cableado	Ambos	1	0,8
	Al, Circular, 4 segmentos	Ambos	0,28	0,37
	Al, Circular, 5 segmentos	Ambos	0,19	0,37
	Al, Circular, 6 segmentos	Ambos	0,12	0,37
	Al, Segmentado con cableado periférico	Ambos	1	0,8

Tabla 18: Efectos pelicular y de proximidad. Valores experimentales de los coeficientes k_s y k_p para conductores de cobre

Fuente: Tabla 2 UNE 21144-1-1:2012

Por tanto, el factor de efecto pelicular (y_s) se calculará del siguiente modo:

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} * 10^{-7} * k_s$$

Donde:

f : frecuencia, igual a 50Hz

R' : resistencia del conductor en corriente continua

k_s : coeficiente experimental efecto pelicular

$$X_s^2 = \frac{8\pi * 50[Hz]}{0,0256[\Omega]} * 10^{-7} * 1 = 4,91 * 10^{-3}$$

Seguidamente, se calcula y_s :

$$y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0,8X_s^4} = 1,26 * 10^{-7}$$

Como se puede observar, la contribución de este efecto es muy pequeña.

- **Efecto proximidad**

Se va a analizar la influencia en la resistencia eléctrica del cable que supone que éstos estén dispuestos de forma próxima. En el estudio, se ha considerado que los cables irán enterrados en zanja en solitario, sin coexistir con otros cables en esa misma zanja, por lo que dicho efecto debería ser prácticamente nulo. No obstante, se van a realizar los

cálculos suponiendo una separación $s=200\text{mm}$, por si en adelante se tuvieran que hacer modificaciones a la hora de construir el parque.

De la tabla 2 UNE 21144-1-1:2012, se extrae un coeficiente experimental de efecto pelicular para un cable de cobre, circular, seco e impregnado de $k_p=0,8$.

A continuación, se realizan cálculos análogos a los del apartado anterior, hasta calcular el factor de efecto proximidad (y_p):

$$Xp^2 = \frac{8\pi f}{R'} * 10^{-7} * k_p$$

Donde:

f : frecuencia, igual a 50Hz

R' : resistencia del conductor en corriente continua

k_p : coeficiente experimental efecto proximidad

$$Xp^2 = \frac{8\pi * 50[\text{Hz}]}{0,0256[\Omega]} * 10^{-7} * 0,8 = 3,93 * 10^{-3}$$

Seguidamente, se calcula y_s :

$$y_p = \frac{Xp^4}{192 + 0,8Xp^4} * \left(\frac{dc}{s}\right)^2 * \left[0,312 \left(\frac{dc}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{Xp^4}{192 + 0,8Xp^4} + 0,27}\right] = 3,08 * 10^{-9}$$

Donde:

dp : diámetro del conductor. En este caso, $dp=18,7\text{mm}$

s : separación entre ternas. En este caso, suponiendo, $s=200\text{mm}$

k_p : coeficiente experimental efecto proximidad

Se comprueba de este modo que la contribución del efecto de proximidad es prácticamente nula, e inferior a la contribución por efecto pelicular.

- **Resistencia del conductor en corriente alterna**

En función del tipo de instalación, se calcula de una forma u otra.

$$\text{Al aire libre} \rightarrow R = R' * [1 + y_s + y_p]$$

$$\text{Enterrado directamente o bajo tubo} \rightarrow R = R' * [1 + 1,5(y_s + y_p)]$$

Al estar el cable enterrado directamente, la resistencia en corriente alterna será:

$$R = R' * [1 + 1,5(y_s + y_p)] = 2,56 * 10^{-2} * [1 + 1,5(1,26 * 10^{-7} + 3,08 * 10^{-9})] \\ \approx 2,56 * 10^{-2}[\Omega]$$

Finalmente, se calculan las pérdidas térmicas en el cable por efecto Joule, conociendo la intensidad a transportar (I_s), del siguiente modo:

$$\text{Pérdidas térmicas} = W = R * I_s^2 = 2,56 * 10^{-2} * 115,470[A] = 340,986[W]$$

Expresando dichas pérdidas por unidad de longitud:

$$\frac{340,986[W]}{266 [m]} = 1,282 \left[\frac{W}{m} \right]$$

4.5. PÉRDIDAS DIELECTRICAS

Las pérdidas dieléctricas dependen de la tensión y llegan a ser importantes para ciertos niveles de material aislante utilizado. Según la Tabla 3 UNE 21144-1-1:1997, para materiales de aislamiento EPR y XLPE, se consideran pérdidas dieléctricas para valores de $U_0 \geq 63,5$ kV. Por tanto, se va a comprobar que en el estudio dichas pérdidas no serán muy relevantes.

Como se ha considerado como material de aislamiento XLPE, según la tabla 3 de la norma UNE 21144-1-1:1997 los valores de permisividad relativa (ϵ) y factor de pérdidas de los aislamientos ($\text{tg}\delta$) serán los siguientes.

Tipo de cable		ϵ	$\text{tg } \delta$
Cables aislados con papel impregnado			
Tipo "sólido", de impregnación total, preimpregnado o impregnado con materia no migrante		4	0,01
De aceite fluido, con cubierta metálica (véase CEI 141-1)	Hasta $U_0 = 36$ kV	3,6	0,0035
	Hasta $U_0 = 87$ kV	3,6	0,0033
	Hasta $U_0 = 160$ kV	3,5	0,003
	Hasta $U_0 = 220$ kV	3,5	0,0028
De presión de aceite, tipo en tubo (véase CEI 141-4)		3,7	0,0045
De presión externa de gas (véase CEI 141-3)		3,6	0,004
De presión interna de gas (véase CEI 141-2)		3,4	0,0045
Cables aislados con otros materiales (véase UNE 21123)			
Goma butílica		4	0,05
EPR			
Cables de tensiones inferiores o iguales a 18/30 (36) kV		3	0,02
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV		3	0,005
PVC		8	0,1
PE (HD y LD)		2,3	0,001
XLPE			
Cable de tensiones inferiores o iguales a 18/30 (36) kV (no "cargado")		2,5	0,004
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV (no "cargado")		2,5	0,001
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV ("cargados")		3	0,005

Tabla 19: Valores numéricos de la permisividad relativa y del factor de pérdidas de los aislamientos utilizados en los cables de alta tensión y media tensión a la frecuencia industrial

Fuente: UNE 21144-1-1, Tabla 3

A partir de dichos valores, se calcula la capacidad por unidad de longitud:

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln \left(\frac{D_{ext}}{dc} \right)}$$

Donde:

ϵ : permisividad relativa

D_{ext} : Diámetro exterior del aislamiento con exclusión de la pantalla en mm

dc : diámetro del conductor en mm

$$C = \frac{2,5}{18 \ln \left(\frac{37,8 - 1[mm]}{18,7[mm]} \right)} * 10^{-9} = 2,05 * 10^{-10} \left[\frac{F}{m} \right]$$

Las pérdidas dieléctricas serán por tanto:

$$Wd = \omega * C * U_o^2 * \text{tg}\delta$$

Donde:

ω : frecuencia angular= 2π *frecuencia (50Hz)

C: Capacidad

U_o : tensión asignada eficaz entre cada conductor y pantalla del cable

$\text{tg}\delta$: factor de pérdidas de los aislamientos

$$Wd = 2\pi * 50[\text{Hz}] * 2,05 * 10^{-10} \left[\frac{F}{m} \right] * 12^2 * 0,004 = 3,71 * 10^{-8} \left[\frac{W}{m} \right]$$

$$Wd = 3,71 * 10^{-8} \left[\frac{W}{m} \right] * 266[m] = 9,88 * 10^{-6} [W]$$

Se puede comprobar que las pérdidas dieléctricas en el cables son despreciables, tal y como consideraba la norma. Dicha norma explica que en el caso de cables con materiales de aislamiento XLPE y $U_o < 63,5[\text{kV}]$, las pérdidas dieléctricas no deberán tenerse en cuenta, como ocurre en el cable de estudio ($U_o = 12\text{kV}$).

Tipo de cable	U_o (kV)
<i>Cables aislados con papel impregnado</i>	
Tipo "sólido"	38
Con aceite fluido y presión de gas	63,5
<i>Cables aislados con otros materiales</i>	
Goma butílica	18
EPR	63,5
PVC	6
PE (HD y LD)	127
XLPE (no "cargado")	127
XLPE ("cargado")	63,5

Tabla 20: Valores de U_0 (iguales o superiores) para los que deberán tenerse en cuenta las pérdidas dieléctricas

Fuente: UNE 21144-1-1

4.6. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR

Como se ha establecido en el apartado de datos de red y consumo, la duración del cortocircuito en el conductor será de 0,5 segundos.

La sección total del circuito será:

$$Sección\ total = Sección\ conductor * n^{\circ}ternas = 240[mm^2] * 1 = 240[mm^2]$$

Conforme a la norma UNE 21144-1-1:2012 se obtienen las constantes K y β dependiendo del material conductor, para el cable de estudio se considera cobre.

Tablas de material del conductor				
	K	β	σ	$\rho\ 20$
Cobre	226	234,5	3,45E+06	1,72E-08
Aluminio	148	228	2,50E+06	2,83E-08

Tabla 21: Parámetros característicos del material del conductor
Fuente: UNE 21144-1-1:2012

La intensidad de cortocircuito admisible por el conductor será:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{K^2 S^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}}$$

Donde:

S: Sección total del conductor [mm²]

θ_f : Temperatura final=Temperatura máxima en cortocircuito de conductor. Para un material de aislamiento XLPE será de 250°C, conforme a la ITC-LAT 06, Tabla 5.

θ_i : Temperatura inicial=Temperatura máxima de servicio de conductor. Para un material de aislamiento XLPE será de 90°C, conforme a la ITC-LAT 06, Tabla 5.

K: constante, depende del material conductor [A s^{1/2}/mm²]

β : constante, depende del material conductor [K]

t: tiempo de duración del cortocircuito en el conductor

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{226^2 240^2 \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{0,5}} = 48564,15[A] \cong 48,564[kA]$$

El valor de la intensidad de cortocircuito en el conductor fijada por las condiciones de red de la instalación (suponiendo 1000MVA), era de 28,87 [kA]. Como el conductor

puede llegar a soportar intensidades de cortocircuito mayores: $48,564[\text{kA}] > 28,87[\text{kA}]$, se cumple con el criterio de intensidad de cortocircuito en el conductor.

Más adelante, en el cálculo de cortocircuitos, se comprobará que la potencia de cortocircuito en la cabina número 3 (punto 5) y cabina número 4 (punto 6) es de $S_{cc}(5)=434\text{MVA}$ y $S_{cc}(6)=451,5\text{MVA}$ respectivamente. Esta es la potencia que afecta a los cables, en vez de la supuesta inicialmente de 1000MVA . Recalculando los cálculos para dichas S_{cc} , se obtendrían unas intensidades de cortocircuito cercanas a $10-13[\text{kA}]$, por lo que se seguiría cumpliendo el criterio ($48,564[\text{kA}] > 10-13[\text{kA}]$).

Los datos obtenidos se recogen en la siguiente imagen:

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR

Duración del cortocircuito en conductor	t	0,5	s
Sección total del circuito	S	240	mm ²
Factor K del material conductor	K	226	A·s ^{1/2} /mm ²
Factor b del material conductor	β	234,5	K
Temperatura inicial	θ _i	90	°C
Temperatura final	θ _f	250	°C
Intensidad de cortocircuito admisible	I _{cc}	48564,153	A
CUMPLE			

4.7.INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR LA PANTALLA DEL CABLE

La composición de la pantalla ha sido determinada según la UNE 211435 y la ITC-LAT 06, de forma que para una sección de pantalla de 16 mm², el número de hilos de cobre y diámetro es 20x1mm D.

Tabla secciones nominales y resistencias en pantallas UNE 211435				
Sección	Cu Ohm/km	número hilos	diámetro hilos	Número de hilosxDiámetro
10	0,83	20	0,8	20 x 0,8mm D
16	1,15	20	1	20 x 1mm D
25	0,727	32	1	32 x 1mm D
35	0,524	23	1,4	23 x 1,4mm D
50	0,387	32	1,4	32 x 1,4mm D

Tabla 3: Secciones nominales y resistencias en pantallas
Fuente: UNE 211435

De este modo, la sección total será:

$$S = \pi \left(\frac{D}{2} \right)^2 = \pi \left(\frac{1mm}{2} \right)^2 = 0,785 [mm^2]$$

La duración del cortocircuito en pantalla, según ha quedado establecido en el apartado primer de datos de red y consumo, es de 1 segundo.

Los parámetros K y β vienen determinados por el material conductor. Al tratarse de cobre, K=226 [A s^{1/2}/mm²] y β =234,5 [K], como se justifica en la Tabla 20.

En cuanto a las temperaturas, éstas dependen ahora del material de cubierta (PVC).

θ_f : Temperatura final=Temperatura máxima de cortocircuito en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 200°C, conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

θ_i : Temperatura inicial=Temperatura máxima de servicio en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 70°C, conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

Con los datos anteriores, se calcula el factor ε de corrección por proceso no adiabático.

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{t/S} + F^2 B (t/S)}$$

Según catálogo, no existe ninguna una tabla de relación general. Los factores A y B y el factor térmico F, variarán en cada caso dependiendo del material de aislamiento y del de cubierta. Valores típicos en el caso de XLPE y Z1 según fabricante podrían ser A=0,41 B=0,12 C=0,5. Aunque no se disponga de la información de dichos factores por parte

del fabricante, se ha establecido que el factor de corrección ϵ es similar a la unidad considerando el proceso casi adiabático.

Por otro lado, se calcula la intensidad de cortocircuito admisible en un hilo:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{K^2 S^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}}$$

Donde:

S: Sección total de la pantalla (hilos cobre) [mm²]

θ_f : Temperatura final=Temperatura máxima de cortocircuito en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 200°C, conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

θ_i : Temperatura inicial=Temperatura máxima de servicio en pantalla. Para un material de cubierta PVC será de 70°C, conforme a la UNE 21144-1-1:2012 (Tabla 4).

K: constante, depende del material de cubierta [A s^{1/2}/mm²]

β : constante, depende del material de cubierta [K]

t: tiempo de duración del cortocircuito en pantalla

$$I_{cc1} = \sqrt{\frac{226^2 0,785^2 \ln\left(\frac{200 + 234,5}{70 + 234,5}\right)}{1}} = 105,78[A] \cong 0,106[kA]$$

La intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla será:

$$I_{cc} = I_{cc1} * \epsilon * n^{\circ}hilos = 105,78[A] * 1 * 20 = 2116,72[A] \cong 2,12[kA]$$

El valor de la intensidad de cortocircuito en pantalla fijada por las condiciones de red de la instalación, era inicialmente de 1 [kA]. Como el cable puede llegar a soportar intensidades de cortocircuito en pantalla hasta 2,12 [kA], el cable cumple con el criterio de intensidad de cortocircuito en el conductor (2,12kA > 1[kA]).

A continuación, se recogen la información anterior:

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE POR LA PANTALLA DEL CABLE

Según hipótesis UNE 211435 20 x 1mm D	
Composición de la pantalla	
Duración del cortocircuito en pantalla	t 1
Sección total del circuito	S 0,7854
Factor K del material conductor	K 226
Factor b del material conductor	β 234,5
Temperatura inicial	θ_i 70
Temperatura final	θ_f 200
Factor de corrección proceso no adiabático	ϵ 1
Intensidad cortocircuito admisible 1 hilo	
adiabático	I_{cc1} 105,836
Intensidad cortocircuito admisible pantalla	I_{cc} 2116,719
CUMPLE	

4.8. NIVEL DE AISLAMIENTO

A partir del valor de la tensión nominal de red $U_n=20\text{kV}$ y conocida su categoría (A), se obtiene el nivel de aislamiento mínimo que tendrá que soportar el cable elegido.

Con estas características, la ITC-LAT 06 en su tabla dos establece un nivel mínimo de aislamiento de $U_o/U=12/20\text{ kV}$. U_o representa la tensión asignada eficaz entre cada conductor y pantalla del cable, y U es la tensión asignada eficaz entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Como se ha elegido un cable de 12/20kV, se cumple con el criterio de aislamiento ya que el aislamiento del cable debe de ser igual o superior a requerido por la red según la tensión nominal.

4.9. RADIO DE GIRO

El cálculo del radio de giro estenio en cuenta en la construcción y excavación del parque. Dicho cálculo, se ha basado en la norma HD 620 S1:1996 para cables unipolares apantallados.



El criterio de radio de curvatura mínimo elegido para el cable unipolar apantallado ha sido de diez veces superior al suma de diámetro del conductor diámetro exterior del cable, obteniéndose un radio d curvatura mínimo de 565 mm.

Tabla de criterio de radio de curvatura mínimo

Tipo de cable	Criterio	Radio mínimo curvatura R (mm)
Multipolar apantallado	$7,5 \cdot (D + d)$	423,75
Unipolar apantallado	$10 \cdot (D + d)$	565
	$15 \cdot D$ (Norma HD 620 S1:1996)	567
Para cable 26/45kV;36/66 en adelante	$16 \cdot D$	604,8

Tabla 22: Tabla de criterio de radio de curvatura mínimo
Fuente: Norma HD 620 S1:1996

La información anterior se puede ver reflejada en la imagen inferior:

RADIO DE GIRO

Criterio de radio de curvatura mínimo cable	<input type="text" value="10*(D + d)"/>
Diámetro conductor	d 18,7 mm
Diámetro exterior del cable	D 37,8 mm
Radio de curvatura mínimo	R 565 mm

4.10. CAÍDA DE Tensión

En primer lugar se ha establecido como caída de tensión máxima permitida un 2,5% y un factor de potencia del circuito de 0,995.

Se parte de los siguientes datos anteriormente desarrollados:

- Longitud de la línea: 0,266 km
- Temperatura ambiente: 40°C
- Temperatura máxima de servicio del conductor (aislamiento XLPE): 90°C
- Intensidad máxima del cable en servicio: 440 A
- Intensidad de cálculo del cable: 115,47 A
- Resistencia a 20°C= Resistencia conductor c.a./Longitud línea=9,61*10⁻²[Ω/km]
- Reactancia cable (X_L): Según la sección de cable y fabricante. Por ejemplo, para 240 mm² la reactancia es 0,119[Ω/km] y para 400 mm² es de 0,101[Ω/km].

A continuación, se calculan los siguientes parámetros:

- Temperatura del cable:

$$T^{a_{cable}} = T^{a_{ambiente}} + \left(\frac{Int. \text{ cálculo}}{Int. \text{ máx}} \right)^2 * (T^{a_{máx. servicio}} - T^{a_{ambiente}})$$

$$T^{a_{cable}} = 40[^\circ C] + \left(\frac{115,47[A]}{440[A]} \right)^2 * (90 - 40)[^\circ C] = 43,4^\circ C$$

- Resistencia en el punto de trabajo:

$$R. \text{ pto. trabajo} = R_{20} * \left[1 + \frac{T^{a_{cable}} - 20}{\beta_{conductor} + 20} \right]$$

$$R. \text{ pto. trabajo} = 9,61 * 10^{-2} [\Omega/km] * \left[1 + \frac{43,4 - 20}{234,5 + 20} \right] = 0,105 [\Omega/km]$$

- Caída de tensión

$$\Delta U = Longitud * \left(\frac{Int. \text{ cálculo}}{n^{\circ} \text{ terna}} \right) * \sqrt{3} * [(R. \text{ pto. trabajo} * \cos \varphi) + (X_L * \sin \varphi)]$$

$$\Delta U = 0,266[km] * \left(\frac{115,47[A]}{1} \right) * \sqrt{3} \\ * \left[\left(0,105 \left[\frac{\Omega}{km} \right] * 0,995 \right) + \left(0,119 \left[\frac{\Omega}{km} \right] * 0,0999 \right) \right] = 6,206[V]$$

De este modo, la caída de tensión porcentual:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{Un} * 100 = \frac{6,206[V]}{20 * 10^3[V]} * 100 = 0,031\%$$

- Pérdidas de potencia:

$$P = 3 * R.pto.trabajo * \left(\frac{Longitud}{n^o ternas} \right) * Int.cálculo^2 \\ P = 3 * 0,105 \left[\frac{\Omega}{km} \right] * \left(\frac{0,266[km]}{1} \right) * 115,47^2[A] = 1120,43[W]$$

Por tanto, la pérdida porcentual de potencia será:

$$P(\%) = \frac{P}{Stransportar * cos\phi} * 100 = \frac{1120,43[W]}{4000 * 10^3[VA] * 0,995} * 100 \\ = 0,0282\%$$

La caída de tensión obtenida para el cable (aproximadamente 0,03%) es inferior al límite permitido (2,5%), por lo que el cable cumple con el criterio de caída de tensión.

Los datos se recogen en la siguiente imagen:

CAÍDA DE TENSIÓN

Caída de tensión máxima permitida		2,5	%
Longitud de la línea (Recorrido) en km		0,266	km
Factor de potencia del circuito	cosφ	0,995	
Temperatura ambiente		40	° C
Temperatura máxima de servicio		90	° C
Intensidad máxima del cable en servicio		440	A
Intensidad de cálculo del cable		115,470	A
Temperatura del cable		43,4	° C
Resistencia a 20 °C (1 cable)	R	9,61E-02	Ω/km
Resistencia en el punto de trabajo		1,05E-01	Ω/km
Reactancia de los cables	XL	0,119	Ω/km
Caída de tensión	ΔU	6,206	V
Caída de tensión porcentual	ΔU (%)	0,0310	%
Pérdida de potencia	P	1120,443	W
Pérdida de potencia porcentual	P(%)	0,0282	%
		CUMPLE	

Finalmente, se recogen las comprobaciones de todos los requisitos detallados anteriormente en el siguiente cuadro resumen:

CUADRO RESUMEN DE VALIDEZ

	Instalación	Máximo admisible		Validez
Criterio intensidad máxima admisible total	115,470	440,003	A	CUMPLE
Criterio intensidad cortocircuito en conductor	28,87	48,564	kA	CUMPLE
Criterio intensidad cortocircuito en pantalla	1	2,117	kA	CUMPLE
Criterio nivel de aislamiento	12/20 kV	12/20kV		CUMPLE
Criterio caída de tensión	0,0310	2,5	%	CUMPLE

De forma análoga a la anterior, se elegirían el resto de cables atendiendo a los criterios detallados en este apartado.

La tabla resumen de los cables escogidos correspondientes a la parte de la ampliación se muestra en el Anexo I.

En dicha tabla, se pueden observar que las caídas de tensión acumuladas en los cables son inferiores al límite establecido de 2,5%. A su vez, las intensidades de cortocircuito en conductor y pantalla se encuentran en el rango adecuado, y la máxima caída porcentual de potencia en los cables es de 0,5% por lo que se considera adecuada la selección.

5. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Se ha realizado un estudio de cortocircuito del parque eólico considerando tanto el parque inicialmente existente como la ampliación.

El estudio de cortocircuito nos permitirá seleccionar los dispositivos de protección así como la aparamenta de corte (disyuntores) en función de las intensidades de cortocircuito obtenidas en los puntos estudiados.

De esta manera, el estudio de cortocircuitos también comprobará si la aparamenta de corte del parque eólico inicial puede soportar las intensidades procedentes de la contribución de la ampliación el parque.

Para el cálculo se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito de las líneas es de $S_{cc}=2000$ [MVA].
- La resistencia se desprecia frente a la reactancia en transformadores y generadores.

$$R \ll X_{transformadores} \text{ y } X_{generadores}$$

- En un primer momento, se desprecia la resistencia de los cables. Más tarde, se calcularon las impedancias de los cables, como muestran las tablas inferiores, y se observó que su valor en por unidad era mucho menor que el de la reactancia de los aerogeneradores, transformador de los aerogeneradores y transformadores de potencia.

$$X_{cables} \ll X_{transformadores} \text{ y } X_{generadores}$$

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N°1

Aerogenerador		Aerogenerador	Longitud						
Tramo	Origen	Destino	[km]	R [Ω/km]	X[Ω/km]	Z[Ω/km]	IZI [Ω]	IZI [p.u.]	
1		4	3	0,142	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02244	0,11221
2		3	5	0,266	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,04221	0,21107
3		5	6	0,358	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05729	0,28646
4		6	7	0,166	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,02679	0,13394
5		8	9	0,155	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02450	0,12248
6		9	10	0,192	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,03047	0,15235
7		11	10	0,818	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,12928	0,64639
8		10	7	0,536	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,08650	0,43249
9		7	Centro seccionamiento	2,4	0,121	0,101	0,121+0,101j	0,37827	1,89136
10		12	Centro seccionamiento	0,551	0,104	0,101	0,104+0,101j	0,07988	0,39940
11		Centro seccionamiento	SET	0,749	0,120	0,098	0,120+0,098j	0,11604	0,58022

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N° 2

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω /km]	X [Ω /km]	Z [Ω /km]	IZI [Ω]	IZI [p.u.]
1	13	1	0,157	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02481	0,12406
2	1	2	0,177	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,02809	0,14045
3	2	17	0,152	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,02432	0,12162
4	18	17	0,694	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,10968	0,54840
5	17	Centro seccionamiento	0,303	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,04890	0,24448
6	15	14	0,254	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,04014	0,20071
7	16	14	0,364	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,05753	0,28763
8	14	Centro seccionamiento	0,361	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05777	0,28886
9	Centro seccionamiento	SET	0,046	0,288	0,101	0,288+0,101j	0,01404	0,07020

Por tanto, se comprueba que las impedancias de los cables se pueden despreciar puesto que al pasarlos por unidad son valores muy pequeños en comparación con las reactancias de los aerogeneradores.

- La reactancia de cortocircuito de los transformadores de potencia (30MVA; 132/20kV) es del 10%.

$$U_{cc} = 10\%$$

- Las reactancias de cortocircuitos de los transformadores de los aerogeneradores (20/0,69kV) son del 6%.

$$U_{cc} = 6\%$$

- La reactancia subtransitoria de los aerogeneradores es del 17%.

$$X_d' = 17\%$$

- Debido a que tanto el parque inicial como la ampliación transportan una potencia similar, se ha considerado que la impedancia del parque inicial es similar a la calculada para la ampliación, puesto que la disposición general y el número de aerogeneradores no difiere en gran medida.
- Se desprecian las capacidades de las líneas y las resistencias de arco ^[4].
- Cuando se produce un cortocircuito trifásico, la corriente de cortocircuito se establece simultáneamente entre las tres fases ^[4].
- El número de fases afectadas no se modifica durante el cortocircuito ^[4].
- Se supone que las tensiones no varían durante el cortocircuito ^[4].

- Los reguladores y conmutadores de tomas se encuentran en posición intermedia ^[4].

El cálculo completo de corrientes de cortocircuito se recoge en el Anexo I. Los nudos analizados se corresponden con las zonas donde se colocan los disyuntores y se observan a modo de esquema en el Anexo II.

A modo de resumen, se han obtenido las siguientes potencias e intensidades de cortocircuito:

Número nudo	Scc [MVA]	Icc [kA]
1	2220	9,71
2	4115	18
3	4107	18
4	364,5	10,5
5	434	12,5
6	451,5	13

[4] Memoria de cálculo Implantación de un parque eólico de 21,25MW y su conexión a la red de 132 kV, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla.

6. SELECCIÓN Y COMPROBACIÓN DE APARAMENTA

En este apartado se va a comprobar si la aparamenta existente en el parque original cuando se construyó puede soportar las nuevas intensidades originadas por la ampliación del parque eólico.

Se analiza en primer lugar el lado de alta tensión (AT).


1) Parque inicial: Línea II de 132kV

Previamente a la ampliación, la aparamenta del lado de AT en el parque original era la siguiente:

- **Autoválvulas**

Se escogió el modelo ABB PEXLIM R, adecuado puesto que presenta las siguientes características:

- Tensión máxima de red de 170 kV, siempre superior a los 132/145kV de red.
- Intensidad de descarga=10kA.



GAMA DE PRODUCTOS.

Familia de productos	Clasificación de descargadores ¹⁾	Modelo	Tensión de red máxima ²⁾	Tensión nominal ²⁾	Requisitos energéticos/ Intensidad de descarga eléctrica	Resistencia mecánica ³⁾
			Um kV _{rms}	Ur kV _{rms}		Nm
PEXLIM - Descargadores con revestimiento de polímero de sílica. Excelentes para aplicaciones con requisitos de bajo peso, espacios reducidos, montaje flexible, robustez y seguridad adicional del personal. Componente principal del concepto PEXLINK™ para protección de líneas de transporte de energía.	10 kA, IEC clase 2	PEXLIM R	24 - 170	18 - 144	Moderada	1 600
	10 kA, IEC clase 3	PEXLIM Q	52 - 420	42 - 360	Alta	4 000
	20 kA, IEC clase 4	PEXLIM P	52 - 420	42 - 360	Muy alta	4 000

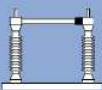
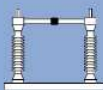
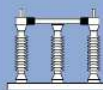


Figura 6: Características autoválvulas ABB

Fuente: Catálogo ABB

- **Seccionadores**

Se seleccionó el modelo MESA AT con doble apertura lateral, 145kV e intensidad nominal hasta 2750A, superior a la obtenida considerando la ampliación (306,17A). Por tanto, los seccionadores dispuestos inicialmente son adecuados.

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{30 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} + \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 131,22 + 174,95 = 306,17A$$

		Apertura lateral	Apertura central	Doble ap. lateral	Puesta a tierra	Pantógrafo
						
kV	A					
≤ 36	≤ 2750	✓	✓ ⁽¹⁾	✓	✓	
52	≤ 2750	✓	✓ ⁽²⁾	✓	✓	
72.5	≤ 2750	✓	✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓
123	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓
145	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓
170	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓ ⁽³⁾
245	≤ 2750		✓ ⁽²⁾	✓	✓	✓ ⁽³⁾
420	≤ 4000			✓	✓	✓ ⁽³⁾

(1) En apertura central sólo se puede suministrar hasta 1250A.

(2) En apertura central de 52kV a 245kV se puede suministrar hasta 3150A.

(3) Se puede suministrar hasta 4000A.

Figura 7: Características seccionadores MESA

Fuente: Catálogo MESA

• Disyuntores

Se escogieron disyuntores ABB Tipo LTB 145. La corriente nominal que podría llegar a pasar sería de 3150A.

Previo a la ampliación, la intensidad que circulaba por la línea era de 131,22A. Sin embargo, tras ampliar el parque la intensidad será:

$$I_{\text{máx}} = \frac{30 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} + \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 131,22 + 174,95 = 306,17A$$

Como pueden llegar a pasar hasta 3150A, el disyuntor es válido ya que puede soportar las nuevas intensidades procedentes de la ampliación.

Asimismo, la corriente nominal de corte es de 40kA, superior a la máxima obtenida en el nodo 1 de 9,71kA, considerando la ampliación.

Tension nominal	CEI ANSI	kV kV	Tipo LTB....D1		
			72,5	145	170
			72,5	145	170
			72,5	145	169
Tension soportada a frecuencia industrial					
* 1 min seco	CEI	kV	140	275	325
* 1 min humedo	CEI	kV	140	275	325
* 1 min seco	ANSI	kV	160	310	365
* 10 segundos humedo	ANSI	kV	140	275	315
Tension soportada onda tipo rayo (LIWL)					
* Onda completa 1,2 / 50 ms	CEI	kV	325	650	750
* Onda cortada 2 ms	ANSI	kV	350	650	750
* Onda cortada 3 ms	ANSI	kV	452	838	968
	ANSI	kV	402	748	862
Línea de fuga nominal a tierra					
* Normal		mm	3800	3800	4887
* Larga		mm	4335	4335	5550
Corriente nominal normal		A	3150		
Corriente nominal de corte		kA	40		
Factor del primer polo que extingue			1,5		
Corriente de cierre/cresta	CEI ANSI	kA kA	100 108		
Duración del cortocircuito		seg	3		
Tiempo de cierre		ms	40		
Tiempo de apertura		ms	20		
Tiempo de interrupcion		ms	40		
Tiempo muerto		ms	300		
Secuencia nominal de operación	CEI y ANSI ANSI		A - 0,3 seg - CA - 3 min - CA CA - 15 seg - CA		

Figura 8: Características disyuntores alta tensión ABB
Fuente: Catálogo ABB

- **Transformadores de corriente**

Se optó por transformador de corriente aislado en aceite ABB IBM 145 300-600. Se eligieron de 300 puesto que la corriente inicial era de 131,22A.

Debido a la ampliación, la corriente que circula asciende a 306,17A. Sin embargo, es adecuado el modelo escogido porque presenta una gama extendida de 1,2 (hasta $1,2 \times 300 = 360A$). Además, los transformadores de intensidad trabajan con mayor precisión en la zona alta de saturación, por lo que si se eligiera de 600, como la intensidad es de 306,17A, trabajaría muy bajo y la precisión sería menor.

Tipo	Máxima tensión de la red (Um)	Prueba de tensión de CA, 1 minuto húmedo/seco	Impulso de descarga 1,2/50 µs	Impulso de funcionamiento 250/2500 µs	Tensión de prueba RIV	Nivel RIV máximo
	kV	kV	kV	kV	kV Máx.	µV
IMB 36	36	70/70	170	-	-	-
IMB 72	72,5	140/140	325	-	-	-
IMB 123	123	230/230	550	-	78	2500
IMB 145	145	275/275	650	-	92	2500
IMB 170	170	325/325	750	-	108	2500
IMB 245	245	460/460	1050	-	156	2500
IMB 300	300	-/460	1050	850	191	2500
IMB 362	362	-/510	1175	950	230	2500
IMB 420	420	-/630	1425	1050	267	2500
IMB 420	420	-/630	1425	1050	267	2500
IMB 550	550	-/680	1550	1175	334	2500
IMB 800	765	-/975	2100	1550	486	2500

Las tensiones indicadas arriba se aplican a alturas inferiores o iguales a 1000 metros sobre el nivel del mar.

CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Tipo	Devanado primario	Corriente normal	Corriente con bridas de refrigeración	Corriente con refrigerador	Máxima corriente de corto circuito 1 seg	Máxima corriente de corto circuito 3 seg	Máxima corriente dinámica
		A	A	A	kA	kA	Valor de cresta kA
IMB 36-170	1	2400	-	3150	63	40	160
	2	1200	-	1500	40	40	100
	4	300	-	-	31,5	18	80
	8	150	-	-	16	9	40
IMB 245-362	1	1600	2500	3150	63	63	160
	2	720	1200	1200	40	40	100
	4	300	-	-	31,5	18	80
	8	150	-	-	16	9	40
IMB 420-550	1	2500	-	4000	63	40	160
	2	1200	-	1500	40	40	100
IMB 800	1	-	-	4000	63	40	160

Figura 9: Características transformadores de intensidad ABB
Fuente: Catálogo ABB

- **Transformadores de tensión**

Se eligieron por tensión ABB CPA 145, por lo que resultan adecuados.

Tipo	Máxima tensión de la red(Um)	1 min. húmedo/seco	LIWL* 1,2/50 µs	Impulso de funcionamiento 250/2500 µs	Tensión de prueba PD	Nivel PD máx.	Tensión de prueba RIV	Nivel RIV
	kV	kV	kV	kV	kV	pC	kV Máx.	µV
CPA/CPB 72	72,5	140/140	325	-	46	10	-	-
CPA/CPB 123	123	230/230	550	-	78	10	78	2500
CPA/CPB 145	145	275/275	650	-	92	10	92	2500
CPA/CPB 170	170	325/325	750	-	108	10	108	2500
CPA/CPB 245	245	460/460	1050	-	156	10	156	2500
CPA/CPB 300	300	-/460	1050	850	191	10	191	2500
CPA/CPB 362	362	-/510	1175	950	230	10	230	2500
CPA/CPB 420	420	-/630	1425	1050	267	10	267	2500
CPA/CPB 550	525	-/680	1550	1175	350	10	349	2500
CPB 800	765	-/975	2100	1425	508	10	508	2500

Las tensiones de prueba indicadas arriba son válidas para altitudes inferiores o iguales a 1000 metros sobre el nivel del mar.
* Nivel de Resistencia al Impulso.

CARGA TOTAL MÁXIMA APROXIMADA EN VA.

Devanado de medición				
Clase más alta	Factor de tensión (1,5*)		Factor de tensión (1,9*)	
	CPA	CPB	CPA	CPB
0,2	70	120	40	100
0,5	200	400	125	300
3P	400	400	200	400
Devanado de pérdida a tierra, sin considerar el factor de tensión				
3P/6P	100	100	100	100

Figura 10: Características transformadores de tensión ABB
Fuente: Catálogo ABB

2) Parque inicial: barra 132kV hasta transformador de potencia (30MVA)

Inicialmente se habían elegido seccionadores, autoválvulas y transformadores de tensión como los indicados anteriormente para la línea II, por lo que son adecuados.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se eligieron de 200-400 ya que la intensidad que circulaba era de 131,22A.

Se ha optado por los mismos disyuntores. La intensidad de cortocircuito en el nudo 2 teniendo en cuenta la ampliación es de 18kA, pero soporta hasta 40kA por lo que son válidos.

Por último, se escogió un transformador con regulación de 30MVA Ynd11 adecuado ya que hay 13 aerogeneradores de 2MVA cada uno (26MVA de potencia total a evacuar).

A continuación, se va a indicar la aparataje que se debería instalar correspondiente a la parte de alta tensión de la ampliación conforme a las tensiones, intensidades y cálculo de cortocircuitos descritos en apartados anteriores.

3) Ampliación: Línea I 132kV

Se seleccionaría la misma aparamenta que en la línea II de 132kV.

4) Parque inicial: barra 132kV hasta transformador de potencia (40MVA)

Se escogerían seccionadores, autoválvulas y transformadores de tensión como los descritos para la línea I, por lo que son adecuados.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirían de 200-400 ya que intensidad 174,95A.

Se escogerían los mismos disyuntores. La intensidad de cortocircuito en el nudo 3 teniendo en cuenta la ampliación es de 18kA, pero soportan hasta 40kA por lo que resultarían válidos.

Por último, se seleccionaría un transformador de regulación de 40MVA necesario para evacuar la potencia de 18 aerogeneradores de 2MVA cada uno (36MVA de potencia total).

En segundo lugar, se va a analizar la parte de media tensión (MT).

Previamente a la ampliación, la aparamenta del lado de MT en el parque original era la siguiente:

- **Lado de media tensión del transformador de potencia hasta celdas**

Autoválvulas ABB PEXLIM R 24kV, superior a la tensión de 20kV y Idescarga=10kA, por lo que resultan adecuadas.

A continuación, se va a indicar la aparamenta que sería necesaria instalar en la parte de baja tensión de la ampliación conforme a las tensiones, intensidades y cálculo de cortocircuitos descritos en apartados anteriores.

1) Lado de media tensión del transformador de potencia hasta cabinas

Se elegirían autoválvulas ABB PEXLIM R 24kV por lo explicado anteriormente.

2) Entrada a celdas por cabina 2

Se ha escogido un cable 3x3x1x500 mm² Al, puesto que se ha comprobado que puede soportar la potencia del transformador, cumpliendo con los criterios de intensidad máxima admisible y cortocircuito, y caída de tensión.

$$I = \frac{40 * 10^6 [MVA]}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 1154,7[A]$$

Circularían 1154,7[A] y el cable admite hasta 1546,18[A] y cumple con el criterio de cortocircuito y tensión, por lo que es adecuado.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirían por tanto de 1200-2400.

Los disyuntores serán ABB VD4 24, para 24kV, 1600A y un poder de corte de 25kA puesto que la intensidad de cortocircuito en el nudo 5 es de 12,5kA.

INTERRUPTOR		VD4 12	VD4 17	VD4 24
Normas	IEC 62271-100 CEI 17-1 (Fascículo 1375)	*	*	*
Tension asignada	Ur [kV]	12	36	40,5
Tension asignada de aislamiento	Us [kV]	12	36	40,5
Tension de ensayo a 50 ciclos	Ud (1min) [kV]	28	95 (seco) / 80 (mojado)	95 (seco) / 80 (mojado)
Tension de ensayo al impulso	Up [kV]	75	200	200
Frecuencia asignada	fr [Hz]	50 - 60	50 - 60	50 - 60
Corriente termica asignada (40°C)	Ir (Al aire libre) [A]	630 - 2500	630 - 2500	630 - 2500
Poder de corte asignado	Isc [kA]	16 - 31,5	16 - 31,5	16 - 31,5
Corriente asignada de corta duración (3s)	Ik [kA]	16 - 31,5	16 - 31,5	16 - 31,5
Poder de cierre asignado	Ip [kA]	40 - 80	40 - 80	40 - 63
Secuencia de operaciones	[O-0, 3s-CO-15s-CO]	*	*	*
Tiempo de apertura	[ms]	45	45	45
Tiempo de arco	[ms]	10 a 15	10 a 15	10 a 15
Tiempo total de interrupción	[ms]	55-60	55-60	55-60
Tiempo de cierre	[ms]	80	80	80
Dimensiones máximas (Interruptor fijo)	Altura (H) [mm] Ancho (L) [mm] Profundidad (P) [mm] Distancia entre polos (I) [mm]	461 - 616 450 - 700 420 - 419 150 - 275	461 - 616 450 - 700 420 - 419 150 - 275	631 - 661 700 419 210 - 275
Temperatura de operación	[°C]	de -5 a +40	de -5 a +40	de -5 a +40
Tropicalizacion	IEC: 60068-2-30, 721-2-1	*	*	*
Compatibilidad electromagnetica	IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4	*	*	*

Figura 11: Características disyuntores media tensión ABB
Fuente: Catálogo ABB

Los seccionadores serían en consonancia de 24kV/1250A.

3) Salida cabina 3 (Circuito 1)

Esta celda comunica con el circuito número uno de la ampliación, compuesto por diez aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos. La intensidad a transportar será:

$$I = \frac{20 * 10^6 [MVA]}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 577,35[A]$$

El cable elegido ha sido de RHV 12/20kV 3x1x500 (Cu) +H16 que como se ha comprobado en la selección de cables de media tensión cumple con los requisitos de intensidad de cortocircuito y caída de tensión.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirían por tanto de 300-600.

Los disyuntores serán ABB VD4 24, para 24kV, 1250A y un poder de corte de 25kA puesto que la intensidad de cortocircuito en el nudo 5 es de 12,5kA.

Los seccionadores serían en consonancia de 24kV/630A.

4) Salida cabina 4 (Circuito 2)

Esta celda comunica con el circuito número dos de la ampliación, compuesto por ocho aerogeneradores de 2MVA cada uno de ellos. La intensidad a transportar será:

$$I = \frac{16 * 10^6 [MVA]}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 461,88[A]$$

El cable elegido ha sido RHV 12/20kV 3x1x400 (Cu) +H16 que como se ha comprobado en la selección de cables de media tensión cumple con los requisitos de intensidad de cortocircuito y caída de tensión.

En cuanto a los transformadores de intensidad, se elegirían por tanto de 300-600.

Los disyuntores serán ABB VD4 24, para 24kV, 1600A y un poder de corte de 25kA puesto que la intensidad de cortocircuito en el nudo 6 es de 13kA.

Los seccionadores serían de 24kV/630A.

5) Cabinas restantes

La cabina uno presenta transformadores de tensión de 22kV (serie 24kV).

La cabina cinco consta de seccionadores y disyuntores con las mismas características que los de las cabinas tres y cuatro; así como transformadores de intensidad toroidales de relación 400/5-5

La cabina cinco está unida con la siete mediante cable, donde se alojan las que baterías de condensadores de 12MVAr serie 24kV para compensar la reactiva.

La cabina seis consta de un seccionador ruptofusible de corte en carga (serie 24kV/630A). Desde allí, mediante cable, se alimentará el transformador de servicios auxiliares de 20000/420 V para alumbrado, baterías de continua, etc. Se ha elegido un cable tipo 3x1x500mm² Al ya que cumple con los criterios de intensidad admisible, de cortocircuito y caída de tensión.

La aparamenta seleccionada para la parte correspondiente a la ampliación, tanto para la parte de alta como la de media tensión, puede observarse en los esquemas unifilares incluidos en el Anexo II.

En los esquemas unifilares también se han detallado los sistemas de protecciones, aunque no son objeto de estudio.

7. CONCLUSIONES

Cumplimiento de los objetivos

Tras la finalización del estudio se demuestra lo siguiente que se cumple el objetivo principal:

- La aparamenta instalada inicialmente en el parque es adecuada puesto que soporta las nuevas intensidades generadas por la ampliación del mismo y no es necesario sustituirla.
- Se puede llevar a cabo la ampliación del parque eólico considerando los siguientes aspectos:
 - Para la evacuación de la energía generada por la ampliación hasta la red de transporte será necesario añadir un transformador de potencia de 40MVA en la subestación y la nueva aparamenta detallada en el estudio.
 - Los cables subterráneos (enterrados directamente) diseñados conforme a la normativa cumplen con los requisitos de intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito (en conductor y pantalla) y caída de tensión.

Posibilidades de ampliación, mejora y/o aplicación del trabajo desarrollado

Una vez realizado el estudio, se estaría en condiciones de comenzar con el diseño de la instalación. De hecho, el presente estudio serviría como base para poder redactar el anteproyecto.

Dado que se ha realizado una ampliación del parque eólico “Sierra de la Virgen”, se está produciendo una mayor cantidad de energía que se podría emplear en negociar con los clientes para intentar venderla. Este aspecto correría a cargo de la empresa.

En consecuencia, con esta ampliación, se consigue una mayor potencia de energía limpia a nivel autonómico y nacional, contribuyendo así con la sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental.

Valoración personal

Gracias a la realización de este estudio he podido comprender el funcionamiento de las subestaciones eléctricas así como a normativa asociada a cables de media tensión, como complemento adicional a asignaturas estudiadas en el grado de ingeniería de tecnologías industriales.

También he aprendido a representar esquemas unifilares, hasta entonces no estudiados en profundidad en el grado.

Toda la normativa de cables de media tensión fue implementada en una hoja de cálculo, por lo que variando parámetros de red y características de cables puede determinarse el cable idóneo para cualquier instalación.

En general, considero que ha sido una experiencia muy enriquecedora como complemento a los estudios de grado, donde con ayuda de mi tutor, he podido desenvolverme entre normativas y en el ámbito de las subestaciones (hasta entonces no estudiados en detalle en el grado), por lo que la valoración personal final es muy positiva.

Zaragoza, a 23 de Junio de 2016

El graduado en Ingeniería de Tecnologías Industriales:

Ángel Solanas López



8. ANEXOS

8.1. ANEXO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

- Tabla resumen de los cables eléctricos de media tensión correspondientes a la ampliación.
- Estudio y cálculo de intensidades de cortocircuitos.

8.2. ANEXO II: PLANOS Y ESQUEMAS

- Plano planta directora y perfiles del terreno.
- Plano esquema unifilar ampliación 132/20kV.
- Plano esquema unifilar ampliación 20kV.
- Plano esquema unifilar circuitos ampliación 20kV.
- Esquema estudio cortocircuitos.

ANEXO I: TABLA RESUMEN CÁLCULO CABLES MT

CIRCUITO DE AEROGENERADORES Nº 1

Tensión nominal		20	Kv	Resistividad térmica del terreno		1,5	K*m/W	Profundidad de instalación general		1	m	Scc red	1000 MVA	Zcc red	0,4 Ω																								
Factor de potencia generador		0,995		Temperatura máxima terreno		25	°C	Límite de caída de tensión en circuito		2,5	%	Icc red	28,87 KA																										
Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Potencia aparente aerog. [kVA]	Potencia aparente acumulada [kVA]	Potencia aerog. [kW]	Potencia acumulada [kW]	Longitud tramo [km]	Número total ternas en zanja	Separación entre ternas [mm]	Número ternas tramo	Descripción del cable	Nivel de aislamiento	Factor corrección Temperatura Terreno (Ft)	Factor resistividad térmica terreno(Frt)	Factor corrección profundidad (Fp)	Factor corrección agrupamiento (Fa)	Factor corrección Temp. Aire (Faire)	Factor exposición luz solar (Fs)	Factor total corrección instalación	Intensidad en tramo [A]	Intensidad máxima admisible [A]	Margen de seguridad (%)	Icc admisible conductor [kA]	Icc admisible pantalla del cable [kA]	Temperatura máxima del cable [°C]	Temperatura alcanzada en el cable [°C]	Resistencia [Ω/km] en punto trabajo	Reactancia [Ω/km]	Caída de tensión acumuladaΔ U [V]	Caída de tensión acumulada ΔU(%)	Pérdidas térmicas Efecto Joule [W/m]	Pérdidas térmicas Efecto Joule [W]	Pérdidas dieléctricas [W/m]	Pérdidas dieléctricas [W]	Potencia pérdidas [kW]	Potencia pérdidas en tramo (%)	Diámetro del conductor (dc) [mm]	Diámetro exterior del cable (De) [mm]	Radio de giro [mm]
1	4	3	2000	2000	1990	1990	0,142	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,102	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	1,642	0,0082	0,320	45,507	3,71E-08	5,27E-06	0,148	0,007	18,7	37,8	565
2	3	5	2000	4000	1990	3980	0,266	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	115,470	440	281,051	48,564	2,117	90	43,4	0,105	0,119	7,848	0,0392	1,282	340,986	3,71E-08	9,88E-06	1,12	0,028	18,7	37,8	565
3	5	6	2000	6000	1990	5970	0,358	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	173,205	440	154,034	48,564	2,117	90	47,7	0,107	0,119	18,557	0,0928	2,884	1032,571	3,71E-08	1,33E-05	3,447	0,058	18,7	37,8	565
4	6	7	2000	8000	1990	7960	0,166	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	230,940	440	90,526	48,564	2,117	90	56,8	0,109	0,119	26,57	0,1329	5,128	851,182	3,71E-08	6,16E-06	2,904	0,036	18,7	37,8	565
5	8	9	2000	2000	1990	1990	0,155	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	1,793	0,0090	0,320	49,674	3,71E-08	5,75E-06	0,161	0,008	18,7	37,8	565
6	9	10	2000	4000	1990	3980	0,192	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	115,470	440	281,051	48,564	2,117	90	43,4	0,105	0,119	6,273	0,0314	1,282	340,986	3,71E-08	9,88E-06	1,12	0,028	18,7	37,8	565
7	11	10	2000	2000	1990	1990	0,818	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	70,9	0,104	0,119	9,461	0,0473	0,32	262,149	3,71E-08	3,04E-05	0,8	0,040	18,7	37,8	565
8	10	7	2000	8000	1990	7960	0,536	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	230,940	440	90,526	48,564	2,117	90	53,8	0,109	0,119	41,608	0,2080	5,128	2748,395	3,71E-08	1,99E-05	9,377	0,118	18,7	37,8	565
9	7 Centro seccionamiento		2000	18000	1990	17910	2,4	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x400 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	519,615	560	7,772	80,94	2,117	90	83,0	0,121	0,101	349,543	1,7477	25,958	62300,366	4,27E-08	1,03E-04	234,792	1,311	23,1	42,6	657
10	12 Centro seccionamiento		2000	2000	1990	1990	0,551	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	6,373	0,0319	0,32	176,582	3,71E-08	2,05E-06	0,575	0,0289	18,7	37,8	565
11	Centro seccionamiento		SET	20000		19900	0,749	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x500 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	577,350	635	9,985	101,175	2,117	90	81,3	0,12	0,098	452,757	2,2638	32,048	24003,588	4,69E-08	3,52E-05	89,96	0,452	26,4	46,1	725

CIRCUITO DE AEROGENERADORES Nº 2

Tensión nominal			20	Kv	Resistividad térmica del terreno			1,5	K*m/W	Profundidad de instalación general			1	m	Scc red			1000 MVA	Zcc red	0,4 Ω																				
Factor de potencia generador			0,995	Temperatura máxima terreno			25	°C	Límite de caída de tensión en circuito			2,5	%	Icc red			28,87 KA																							
Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Potencia aparente aerog. [kVA]	Potencia aparente acumulada [kVA]	Potencia aerog. [kW]	Potencia acumulada [kW]	Longitud tramo [km]	Número total ternas en zanja	Separación entre ternas [mm]	Número ternas tramo	Descripción del cable	Nivel de aislamiento	Factor corrección Temperatura Terreno (Ft)	Factor resistividad térmica terreno(Frt)	Factor corrección profundidad (Fp)	Factor corrección agrupamiento (Fa)	Factor corrección Temp. Aire (Faire)	Factor exposición luz solar (Fs)	Factor total corrección instalación	Intensidad en tramo [A]	Intensidad máxima admisible [A]	Margen de seguridad (%)	Icc admisible conductor [kA]	Icc admisible pantalla del cable [kA]	Temperatura máxima del cable [°C]	Temperatura alcanzada en el cable [°C]	Resistencia [Ω/km] en punto trabajo	Reactancia [Ω/km]	Caída de tensión acumuladaΔ U [V]	Caída de tensión acumulada ΔU(%)	Pérdidas térmicas Efecto Joule [W/m]	Pérdidas térmicas Efecto Joule [W]	Pérdidas dieléctricas [W/m]	Pérdidas dieléctricas [W]	Potencia pérdidas [kW]	Potencia pérdidas en tramo (%)	Diámetro del conductor (dc) [mm]	Diámetro exterior del cable (De) [mm]	Radio de giro [mm]	
1	13	1	2000	2000	1990	1990	0,157	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	1,816	0,0091	0,32	50,315	3,71E-08	5,83E-06	0,164	0,008	18,7	37,8	565	
2	1	2	2000	4000	1990	3980	0,177	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	115,47	440	281,051	48,564	2,117	90	43,4	0,105	0,119	5,946	0,0297	1,282	226,896	3,71E-08	6,57E-06	0,746	0,019	18,7	37,8	565	
3	2	17	2000	6000	1990	5970	0,152	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	173,205	440	154,034	48,564	2,117	90	47,7	0,107	0,119	11,342	0,0567	2,884	438,41	3,71E-08	5,64E-06	1,464	0,025	18,7	37,8	565	
4	18	17	2000	2000	1990	1990	0,694	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	8,027	0,0401	0,32	222,41	3,71E-08	2,58E-05	0,724	0,036	18,7	37,8	565	
5	17 Centro seccionamiento		2000	8000	1990	7960	0,303	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	230,94	440	90,526	48,564	2,117	90	53,8	0,109	0,119	33,995	0,1700	5,128	1553,664	3,71E-08	1,12E-05	5,301	0,067	18,7	37,8	565	
6	15	14	2000	2000	1990	1990	0,254	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	2,938	0,0147	0,32	81,401	3,71E-08	9,43E-06	0,265	0,013	18,7	37,8	565	
7	16	14	2000	2000	1990	1990	0,364	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	57,735	440	662,103	48,564	2,117	90	40,9	0,104	0,119	4,21	0,0211	0,32	116,653	3,71E-08	1,35E-05	0,379	0,019	18,7	37,8	565	
8	14	Centro seccionamiento		2000	6000	1990	5970	0,361	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x240 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	173,205	440	154,034	48,564	2,117	90	47,7	0,107	0,119	19,964	0,0998	2,884	1041,224	3,71E-08	1,34E-05	3,476	0,058	18,7	37,8	565
9	Centro seccionamiento		SET	16000		15920	0,046	1	200	1	1 RHV 12/20kV 3x1x400 (Cu) +H16 12/20kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	461,88	560	21,244	80,94	2,117	90	74	0,288	0,101	58,623	0,2931	20,511	943,485	4,27E-08	1,97E-06	3,452	0,022	23,1	42,6	657

IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD CABLES AEROGENERADORES Nº1

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X[Ω/km]	Z[Ω/km]	IZI [Ω]	IZI [p.u.]	
1	4	3	0,142	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02244	0,11221	
2	3	5	0,266	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,04221	0,21107	
3	5	6	0,358	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05729	0,28646	
4	6	7	0,166	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,02679	0,13394	
5	8	9	0,155	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02450	0,12248	
6	9	10	0,192	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,03047	0,15235	
7	11	10	0,818	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,12928	0,64639	
8	10	7	0,536	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,08650	0,43249	
9	7 Centro seccionamiento		2,4	0,121	0,101	0,121+0,101j	0,37827	1,89136	
10	12 Centro seccionamiento		0,551	0,104	0,101	0,104+0,101j	0,07988	0,39940	
11	Centro seccionamiento		SET	0,749	0,120	0,098	0,12+0,098j	0,11604	0,58022

IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD CABLES AEROGENRADORES Nº2

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X[Ω/km]	Z[Ω/km]	IZI [Ω]	IZI [p.u.]
1	13	1	0,157	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02481	0,12406
2	1	2	0,177	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,02809	0,14045
3	2	17	0,152	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,02432	0,12162
4	18	17	0,694	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,10968	0,54840
5	17 Centro seccionamiento		0,303	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,04890	0,24448
6	15	14	0,254	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,04014	0,20071
7	16	14	0,364	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,05753	0,28763
8	14	Centro seccionamiento	0,361	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05777	0,28886
9 Centro seccionamiento			SET	0,046	0,288	0,101,0,288+0,101j	0,01404	0,07020

ANEXO I: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Se ha realizado un estudio de cortocircuito del parque eólico considerando tanto el parque inicialmente existente como la ampliación.

El estudio de cortocircuito nos permitirá seleccionar los dispositivos de protección así como la aparamenta de corte (disyuntores) en función de las intensidades de cortocircuito obtenidas en los puntos estudiados.

De esta manera, el estudio de cortocircuitos también comprobará si la aparamenta de corte del parque eólico inicial puede soportar las intensidades procedentes de la contribución de la ampliación el parque.

Para el cálculo se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito de las líneas es de $S_{cc}=2000$ [MVA].
- La resistencia se desprecia frente a la reactancia en transformadores y generadores.

$$R \ll X_{transformadores} \text{ y } X_{generadores}$$

- En un primer momento, se desprecia la resistencia de los cables. Más tarde, se calcularon las impedancias de los cables, como muestran las tablas inferiores, y se observó que su valor en por unidad era mucho menor que el de la reactancia de los aerogeneradores, transformador de los aerogeneradores y transformadores de potencia.

$$X_{cables} \ll X_{transformadores} \text{ y } X_{generadores}$$

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N°1

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X[Ω/km]	Z[Ω/km]	IZI [Ω]
1		4	3	0,142	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,02244
2		3	5	0,266	0,105	0,119 0,105+0,119j	0,04221
3		5	6	0,358	0,107	0,119 0,107+0,119j	0,05729
4		6	7	0,166	0,109	0,119 0,109+0,119j	0,02679
5		8	9	0,155	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,02450
6		9	10	0,192	0,105	0,119 0,105+0,119j	0,03047
7		11	10	0,818	0,104	0,119 0,104+0,119j	0,12928
8		10	7	0,536	0,109	0,119 0,109+0,119j	0,08650
9		7	Centro seccionamiento	2,4	0,121	0,101 0,121+0,101j	0,37827
10		12	Centro seccionamiento	0,551	0,104	0,101 0,104+0,101j	0,07988
11	Centro seccionamiento	SET	0,749	0,120	0,098 0,120+0,098j	0,11604	

IMPEDANCIAS CABLES (MT) CIRCUITO AEROGENERADORES N° 2

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω /km]	X [Ω /km]	Z [Ω /km]	IZI [Ω]
1	13	1	0,157	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02481
2	1	2	0,177	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,02809
3	2	17	0,152	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,02432
4	18	17	0,694	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,10968
5	17	Centro seccionamiento	0,303	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,04890
6	15	14	0,254	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,04014
7	16	14	0,364	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,05753
8	14	Centro seccionamiento	0,361	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05777
9	Centro seccionamiento	SET	0,046	0,288	0,101	0,288+0,101j	0,01404

Más tarde, se comprobará que las impedancias de los cables se pueden despreciar puesto que al pasarlos por unidad son valores muy pequeños en comparación con las reactancias de los aerogeneradores.

- La reactancia de cortocircuito de los transformadores de potencia (30MVA; 132/20kV) es del 10%.

$$U_{cc} = 10\%$$

- Las reactancias de cortocircuitos de los transformadores de los aerogeneradores (20/0,69kV) son del 6%.

$$U_{cc} = 6\%$$

- La reactancia subtransitoria de los aerogeneradores es del 17%.

$$X_{d'} = 17\%$$

- Debido a que tanto el parque inicial como la ampliación transportan una potencia similar, se ha considerado que la impedancia del parque inicial es similar a la calculada para la ampliación, puesto que la disposición general y el número de aerogeneradores no difiere en gran medida.
- Se desprecian las capacidades de las líneas y las resistencias de arco ^[4].
- Cuando se produce un cortocircuito trifásico, la corriente de cortocircuito se establece simultáneamente entre las tres fases ^[4].
- El número de fases afectadas no se modifica durante el cortocircuito ^[4].
- Se supone que las tensiones no varían durante el cortocircuito ^[4].
- Los reguladores y conmutadores de tomas se encuentran en posición intermedia ^[4].

[4] Memoria de cálculo Implantación de un parque eólico de 21,25MW y su conexión a la red de 132 kV, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla.

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

Para obtener las intensidades de cortocircuito se va a trabajar por unidad, estableciendo una potencia base y tres zonas a analizar determinadas por los transformadores.

Los valores base por zonas son los siguientes:

$$S_b = 2000 \text{ [MVA]}$$

- Zona 1: Zona de las líneas de 132kV.

$$S_b = 2000/3 \text{ [MVA]}$$

$$U_{b1} = 132/\sqrt{3} \text{ [kV]}$$

$$I_{b1} = \frac{S_b}{U_{b1}} = \frac{2000 * 10^6 / 3}{132 * 10^3 / \sqrt{3}} = 8747,73 \text{ [A]} \cong 8,747 \text{ [kA]}$$

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = \frac{(132 * 10^3 / \sqrt{3})^2}{2000 * 10^6 / 3} = 8,712 \text{ [\Omega]}$$

- Líneas I y II 132kV

$$X_{\text{línea}} (p.u.) = \frac{X^*}{100} * \left(\frac{U_{\text{antigua}}}{U_{b1}} \right)^2 * \frac{S_b}{S_{\text{antigua}} (S_{cc})}$$

Se considera que pasa toda la corriente ($X^*=100\%$)

$$X_{\text{línea}} = \frac{100}{100} * \left(\frac{132/\sqrt{3}}{132/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{2000/3} = 1 \text{ p.u.}$$

- Transformador de potencia del parque inicial (30MVA; 132/20kV; $U_{cc}=10\%$).

$$X_{\text{trf_pot}} (p.u.) = \frac{U_{cc}}{100} * \left(\frac{U_{\text{antigua}}}{U_{b1}} \right)^2 * \frac{S_b}{S_{\text{rafo}}}$$

$$X_{\text{trf_pot}} = \frac{10}{100} * \left(\frac{132/\sqrt{3}}{132/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{30/3} = 6,67 \text{ p.u.}$$

- Transformador de potencia de la ampliación (40MVA; 132/20kV; $U_{cc}=10\%$)

$$X_{\text{trf_pot_ampl}} (p.u.) = \frac{U_{cc}}{100} * \left(\frac{U_{\text{antigua}}}{U_{b1}} \right)^2 * \frac{S_b}{S_{\text{rafo}}}$$

$$X_{\text{trf_pot_ampl}} = \frac{10}{100} * \left(\frac{132/\sqrt{3}}{132/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{40/3} = 5 \text{ p.u.}$$

- Zona 2: Zona comprendida por la las líneas hasta los transformadores de los aerogeneradores.

$$Sb = 2000/3 [MVA]$$

$$Ub2 = 20/\sqrt{3} [kV]$$

$$Ib2 = \frac{Sb}{Ub2} = \frac{2000 * 10^6 / 3}{20 * 10^3 / \sqrt{3}} = 57735,03[A] \cong 57,74[kA]$$

$$Zb2 = \frac{Ub2^2}{Sb} = \frac{(20 * 10^3 / \sqrt{3})^2}{2000 * 10^6 / 3} = 0,2[\Omega]$$

- Transformador interno de los propios aerogeneradores (2MVA; 0,69/20kV; Ucc=6%)

$$XtrafoAEi (p.u.) = \frac{Ucc}{100} * \left(\frac{Ubantigua}{Ub2} \right)^2 * \frac{Sb}{Strafo}$$

$$XtrafoAEi = \frac{6}{100} * \left(\frac{20/\sqrt{3}}{20/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{2/3} = 60 p.u.$$

Donde i=1,2...18, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

- Zona 3: Zona de los aerogeneradores.

$$Sb = 2000/3 [MVA]$$

$$Ub3 = 132/\sqrt{3} [kV]$$

$$Ib3 = \frac{Sb}{Ub3} = \frac{2000 * 10^6 / 3}{690/\sqrt{3}} = 1,673 * 10^6 [A] \cong 1,673 * 10^3 [kA]$$

$$Zb3 = \frac{Ub3^2}{Sb} = \frac{(690/\sqrt{3})^2}{2000 * 10^6 / 3} = 2,381 * 10^{-4} [\Omega]$$

- Reactancia subtransitoria de los aerogeneradores (Xd'=17%)

$$XgAEi (p.u.) = \frac{Ucc}{100} * \left(\frac{Ubantigua}{Ub3} \right)^2 * \frac{Sb}{Strafo}$$

$$XgAEi = \frac{17}{100} * \left(\frac{690/\sqrt{3}}{690/\sqrt{3}} \right)^2 * \frac{2000/3}{2/3} = 170 p.u.$$

Donde i=1,2...18, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

Para comprobar si se pueden despreciar las reactancias de los cables frente a las de los aerogeneradores y transformadores, se van a transformar a por unidad las impedancias de los cables dividiendo por la impedancia base, en este caso $Z_{b2}=0,2[\Omega]$.

A modo de ejemplo, se calculará la impedancia por unidad correspondiente al tramo del cable con mayor impedancia. Se trata del tramo 9, correspondiente al cable que conecta al aerogenerador número 7 con el centro de seccionamiento:

$$X_{tramo9} (p.u.) = \frac{X_{tramo9}}{Z_{b2}} = \frac{0,37827[\Omega]}{0,2 [\Omega]} = 1,8914[\Omega]$$

Del mismo modo, se obtienen todas las impedancias o reactancias (se desprecia la parte resistiva) en por unidad.

CIRCUITO AEROGENERADORES N°1

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X[Ω/km]	Z[Ω/km]	IZI [Ω]	IZI [p.u.]
1	4	3	0,142	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02244	0,11221
2	3	5	0,266	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,04221	0,21107
3	5	6	0,358	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05729	0,28646
4	6	7	0,166	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,02679	0,13394
5	8	9	0,155	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02450	0,12248
6	9	10	0,192	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,03047	0,15235
7	11	10	0,818	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,12928	0,64639
8	10	7	0,536	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,08650	0,43249
9	7	Centro secc.	2,4	0,121	0,101	0,121+0,101j	0,37827	1,89136
10	12	Centro secc.	0,551	0,104	0,101	0,104+0,101j	0,07988	0,39940
11	Centro secc.	SET	0,749	0,120	0,098	0,120+0,098j	0,11604	0,58022

CIRCUITO AEROGENERADORES N° 2

Tramo	Aerogenerador Origen	Aerogenerador Destino	Longitud [km]	R [Ω/km]	X[Ω/km]	Z[Ω/km]	IZI [Ω]	IZI [p.u.]
1	13	1	0,157	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,02481	0,12406
2	1	2	0,177	0,105	0,119	0,105+0,119j	0,02809	0,14045
3	2	17	0,152	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,02432	0,12162
4	18	17	0,694	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,10968	0,54840
5	17	Centro secc.	0,303	0,109	0,119	0,109+0,119j	0,04890	0,24448
6	15	14	0,254	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,04014	0,20071
7	16	14	0,364	0,104	0,119	0,104+0,119j	0,05753	0,28763
8	14	Centro secc.	0,361	0,107	0,119	0,107+0,119j	0,05777	0,28886
9	Centro secc.	SET	0,046	0,288	0,101	0,288+0,101j	0,01404	0,07020

Se puede observar que dichos valores son muy inferiores al de las reactancias de los de los aerogeneradores y transformadores, por lo que no se tendrán en cuenta las reactancias de los cables para el cálculo de cortocircuitos.

$$X_{cables} \ll X_{gAEi} (170 p.u.)$$

$$X_{cables} \ll X_{trfAEi} (60p.u.)$$

Donde $i=1,2...18$, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

A continuación, se van a calcular las corrientes de cortocircuito en cada uno de los nodos definidos en el plano esquema de cortocircuitos (Anexo II), necesarios para poder elegir más tarde la aparamenta de corte asociada en cada caso (autoválvulas, seccionadores, disyuntores, interruptores diferenciales, etc).

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 1

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$S_{cc}(1) = \frac{S_b}{X_{eq}(1)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 1:

- Lado Línea I 132kV

$$X_{eq}(1) = 1 p.u.$$

$$S_{cc}(1) = \frac{S_b}{X_{eq}(1)} = \frac{2000[MV]}{1 p.u.} = 2000[MVA]$$

- Contribución línea II 132kV, aerogeneradores circuitos número 1 y 2

Acorde con la disposición de los aerogeneradores, según se muestra en el plano esquema cortocircuitos, se van a agrupar las reactancias hasta obtener la reactancia equivalente.

No se tendrán en cuenta las impedancias de los cables conforme a lo justificado anteriormente.

- 1) Ampliación: Circuito de aerogeneradores número 1 (Cabina 3)

$$X_i = X_{trafoAEi} + X_{gAEi} = 60 p.u. + 170 p.u. = 230 p.u.$$

Donde $i=1,2...18$, se refiere al número de aerogenerador correspondiente.

Se calcula el paralelo de las impedancias de las líneas de los aerogeneradores 3 y 4 del siguiente modo, al ser iguales las impedancias:

$$\frac{1}{X(3;4)} = \frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} = \frac{X2 + X1}{X1 * X2} \rightarrow X(3;4) = \frac{X1 * X2}{X1 + X2}$$

$$X(3;4) = \frac{X1 * X2}{X1 + X2} = \frac{230p.u. * 230p.u.}{230p.u. + 230p.u.} = 115 p.u.$$

Del mismo modo, se obtiene el paralelo de las líneas de los aerogeneradores 5 y 6.

$$X(5;6) = \frac{X5 * X6}{X5 + X6} = \frac{230p.u. * 230p.u.}{230p.u. + 230p.u.} = 115 p.u.$$

El paralelo de las impedancias de las líneas de los aerogeneradores 3, 4, 5 y 6 será:

$$X(3;6) = \frac{X(3;4) * X(5;6)}{X(3;4) + X(5;6)} = \frac{115p.u. * 115p.u.}{115p.u. + 115p.u.} = 57,5 p.u.$$

Por otro lado, se obtiene la impedancia equivalente entre las líneas de los aerogeneradores 8 y 9:

$$X(8;9) = \frac{X8 * X9}{X8 + X9} = \frac{230p.u. * 230p.u.}{230p.u. + 230p.u.} = 115 p.u.$$

Esta última reactancia X(8;9) estará en paralelo con la línea del aerogenerador 11:

$$X(8;11) = \frac{X(8;9) * X11}{X(8;9) + X11} = \frac{115p.u. * 230p.u.}{115p.u. + 230p.u.} = 76,67 p.u.$$

La reactancia X(8;9) está, a su vez, en paralelo con la impedancia de la línea el aerogenerador número 10:

$$X(8;10) = \frac{X(8;11) * X10}{X(8;11) + X10} = \frac{76,67p.u. * 230p.u.}{76,67p.u. + 230p.u.} = 57,5 p.u.$$

Asimismo, se calcula el paralelo entre las reactancias X(3;6) y X(8;10), que a su vez estarán en paralelo con la impedancia de la línea del aerogenerador 7.

$$X(3;10) = \frac{X(3;6) * X(8;10)}{X(3;6) + X(8;10)} = \frac{57,5p.u. * 57,5p.u.}{57,5p.u. + 57,5p.u.} = 28,75 p.u.$$

$$X(7;3_{-}10) = \frac{X(3;10) * X7}{X(3;10) + X7} = \frac{28,75p.u. * 230p.u.}{28,75p.u. + 230p.u.} = 25,56 p.u.$$

A continuación, se calcula el paralelo entre $X(7;3_{10})$ y la impedancia de la línea del aerogenerador número 12, obteniendo así la impedancia equivalente del circuito número 1 puesto que se desprecian las impedancias del resto de cables (centro e seccionamiento a cabina 3).

$$X(7;12) = \frac{X(7;3_{10}) * X_{12}}{X(7;3_{10}) + X_{12}} = \frac{25,56p.u.*230p.u.}{25,56p.u.+230p.u.} = 23 p.u.$$

$$X_{eq1} = X(7;12) = 23 p.u.$$

2) Ampliación: Circuito de aerogeneradores número 2 (Cabina 4)

En primer lugar, se calcula el paralelo entre las impedancias de las líneas correspondientes a los aerogeneradores número 1, 2 y 13.

$$X(13;1) = \frac{X_{13} * X_1}{X_{13} + X_1} = \frac{230p.u.*230p.u.}{230p.u.+230p.u.} = 115 p.u.$$

$$X(13;2) = \frac{X(13;1) * X_2}{X(13;1) + X_2} = \frac{115p.u.*230p.u.}{115p.u.+230p.u.} = 76,67 p.u.$$

A su vez, esta impedancia $X(13;2)$ está dispuesta en paralelo con las reactancias de las líneas de los aerogeneradores número 18 y 17.

$$X(13;18) = \frac{X(13;2) * X_{18}}{X(13;2) + X_{18}} = \frac{76,67p.u.*230p.u.}{76,67p.u.+230p.u.} = 57,5 p.u.$$

$$X(13;17) = \frac{X(13;18) * X_{17}}{X(13;18) + X_{17}} = \frac{57,5p.u.*230p.u.}{57,5p.u.+230p.u.} = 46 p.u.$$

Por otro lado, se obtiene la impedancia equivalente entre las líneas de los aerogeneradores 14, 15 y 16. Las tres están dispuestas en paralelo.

$$X(15;16) = \frac{X_{15} * X_{16}}{X_{15} + X_{16}} = \frac{230p.u.*230p.u.}{230p.u.+230p.u.} = 115 p.u.$$

$$X(15;14) = \frac{X(15;16) * X_{14}}{X(15;16) + X_{14}} = \frac{115p.u.*230p.u.}{115p.u.+230p.u.} = 76,67 p.u.$$

Finalmente, se calcula el paralelo entre las reactancias $X(15;14)$ y $X(13;17)$. Como las impedancias de los cables que conectan el centro de seccionamiento el circuito número 2 con la cabina 4 no son significativas (prácticamente despreciables), la siguiente impedancia representará la impedancia equivalente del circuito número 2.

$$X_{eq2} = \frac{X(15;14) * X(13;17)}{X(15;14) + X(13;17)} = \frac{76,67p.u.*46p.u.}{76,67p.u.+46p.u.} = 28,75 p.u.$$

Por tanto, la impedancia equivalente de los dos circuitos de la ampliación será:

$$X_{\text{circuitos.ampl}} = \frac{X_{eq1} * X_{eq2}}{X_{eq1} + X_{eq2}} = \frac{23p.u.* 28,75p.u.}{23p.u. + 28,75p.u.} = 12,78 p.u.$$

Dicha reactancia está conectada en serie con la reactancia del transformador de potencia de la ampliación, resultando:

$$\begin{aligned} X_{\text{ampliación}} &= X_{\text{circuitos.ampl}} + X_{\text{trf.pot.ampl}} \\ &= 12,78p.u. + 5p.u. = 17,78 p.u. \end{aligned}$$

3) Parque eólico existente inicialmente

A continuación se va a calcular la impedancia equivalente del parque existente inicialmente. La reactancia del transformador del parque inicial es de 6,67 p.u.

$$X_{\text{trf.pot}} = 6,67 p.u.$$

Puesto que tanto el parque inicial como la ampliación transportan una potencia similar y el número de aerogeneradores y su disposición no varían en gran medida, se ha considerado una impedancia similar a la calculada para la ampliación.

Por estos motivos, se considerará una impedancia de líneas hasta el transformador de potencia de aproximadamente 12 p.u. (similar a los 12,78 p.u. de los dos circuitos de la ampliación).

$$X_{\text{circuito.inicial}} = 12 p.u. \approx X_{\text{circuitos.ampl}}$$

Ambas reactancias están dispuestas en serie, por lo que la reactancia del parque eólico inicial será:

$$\begin{aligned} X_{\text{inicial}} &= X_{\text{trf.pot}} + X_{\text{circuito.inicial}} = 6,67p.u. + 12p.u. \\ &= 18,67 p.u. \end{aligned}$$

Finalmente, la reactancia equivalente en el nudo 1 teniendo en cuenta la contribución de la línea II de 132kV, la potencia de los aerogeneradores del parque inicial y la de los aerogeneradores de la ampliación será el paralelo de dichas reactancias será la siguiente:

$$\frac{X_{\text{línea}} * X_{\text{inicial}}}{X_{\text{línea}} + X_{\text{inicial}}} = \frac{1p.u.* 18,67p.u.}{1p.u. + 18,67p.u.} = 0,949p.u.$$

$$X_{eq(1)} = \frac{0,949 p.u.* X_{\text{ampliación}}}{0,949 p.u. + X_{\text{ampliación}}} = \frac{0,949 p.u.* 17,78 p.u.}{0,949 p.u. + 17,78 p.u.} = 0,901p.u.$$

$$S_{cc}(1) = \frac{S_b}{X_{eq}(1)} = \frac{2000[MVA]}{0,901 \text{ p.u.}} = 2219,76[MVA] \cong \mathbf{2220[MVA]}$$

Se elige la potencia de cortocircuito mayor puesto que será el caso más desfavorable. En este caso, la potencia de cortocircuito procedente al considerar la línea II de 132kV junto con los aerogeneradores es superior a la potencia considerando sólo la línea I de 132kV.

En dicha potencia $S_{cc}(1)=2220[MVA]$, se observa el aporte de la línea I de 2000[MVA] de potencia y la contribución de los aerogeneradores con 220[MVA] aproximadamente.

La intensidad de cortocircuito en el nudo 1 será:

$$S_{cc}(1) = \sqrt{3} * U * I_{cc}(1)$$

$$I_{cc}(1) = \frac{S_{cc}(1)}{\sqrt{3} * U} = \frac{2219,76 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 9708,93[A] \cong \mathbf{9,71[kA]}$$

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 2

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$S_{cc}(2) = \frac{S_b}{X_{eq}(2)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 2:

- Contribución aerogeneradores circuito inicial

Anteriormente se ha calculado la reactancia equivalente correspondiente al transformador de potencia y aerogeneradores del parque eólico inicial.

$$X_{inicial} = X_{trf.pot} + X_{circuito.inicial} = 6,67p.u. + 12p.u. = 18,67 p.u.$$

Esta reactancia será corresponderá con la reactancia equivalente en el nudo 2.

$$X_{eq}(2) = X_{inicial} = 18,67 p.u.$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$S_{cc}(2) = \frac{S_b}{X_{eq}(2)} = \frac{2000[MV]}{18,67 p.u.} = 107,12[MVA]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, y aerogeneradores circuitos 1 y 2 de la ampliación

Se van a tener en cuenta dichas aportaciones:

- 1) Línea I 132kV

$$X_{línea} = 1 \text{ p.u.}$$

- 2) Línea II 132kV

$$X_{línea} = 1 \text{ p.u.}$$

- 3) Agrupación circuitos 1 y 2 junto con transformador de potencia de la ampliación

Corresponde con la calculada en el apartado anterior.

$$\begin{aligned} X_{ampliación} &= X_{circuitos.ampl} + X_{trf.pot.ampl} \\ &= 12,78 \text{ p.u.} + 5 \text{ p.u.} = 17,78 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

A continuación, se calcula la reactancia equivalente en paralelo de las tres líneas anteriores.

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq(2)} = \frac{0,5 \text{ p.u.} * 17,78 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 17,78 \text{ p.u.}} = 0,486 \text{ p.u.}$$

$$S_{cc(2)} = \frac{S_b}{X_{eq(2)}} = \frac{2000[MVA]}{0,486 \text{ p.u.}} = 4115,23[MVA] \cong \mathbf{4115[MVA]}$$

Se ha escogido la potencia de cortocircuito mayor puesto que será el caso más desfavorable. En este caso, corresponde con la contribución de las líneas I y II de 132kV, y los aerogeneradores de los circuitos 1 y 2 de la ampliación.

Se aprecia en dicha potencia de cortocircuito, la contribución de 4000[MVA] de las dos líneas de 132kV y el aporte de los aerogeneradores de la ampliación, aproximadamente 115[MVA].

La intensidad de cortocircuito en el nudo 2 será:

$$S_{cc(2)} = \sqrt{3} * U * I_{cc(2)}$$

$$I_{cc(2)} = \frac{S_{cc(2)}}{\sqrt{3} * U} = \frac{4115,27 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 17999,46[A] \cong \mathbf{18[kA]}$$

Se empleará la intensidad de cortocircuito en el nudo 2 para comprobar si la aparenta inicial en el parque eólico original puede soportar las nuevas intensidades debidas a la ampliación del mismo.

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 3

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$S_{cc}(3) = \frac{S_b}{X_{eq}(3)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 3:

- Contribución aerogeneradores circuitos 1 y 2 de la ampliación

La reactancia equivalente para el nudo 3, será la hallada anteriormente correspondiente al transformador de potencia y los aerogeneradores de los circuito 1 y 2 de la ampliación.

$$\begin{aligned} X_{eq}(3) &= X_{ampliación} = X_{circuitos.ampl} + X_{trf.pot.ampl} \\ &= 12,78 p.u. + 5 p.u. = 17,78 p.u. \end{aligned}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$S_{cc}(3) = \frac{S_b}{X_{eq}(3)} = \frac{2000[MV]}{17,78 p.u.} = 112,49[MVA]$$

- Contribución líneas I y II de 132kV, y transformador de potencia y aerogeneradores del parque original.

La reactancia equivalente se obtiene con el paralelo de dichas líneas.

$$X_{línea1} = 1 p.u.$$

$$X_{línea2} = 1 p.u.$$

$$\begin{aligned} X_{inicial} &= X_{trf.pot} + X_{circuito.inicial} = 6,67 p.u. + 12 p.u. \\ &= 18,67 p.u. \end{aligned}$$

$$\frac{1 p.u. * 1 p.u.}{1 p.u. + 1 p.u.} = 0,5 p.u.$$

$$X_{eq}(3) = \frac{0,5 p.u. * 18,67 p.u.}{0,5 p.u. + 18,67 p.u.} = 0,487 p.u.$$

La potencia de cortocircuito se calculará de la siguiente forma.

$$S_{cc}(3) = \frac{S_b}{X_{eq}(3)} = \frac{2000[MV]}{0,487 p.u.} = 4106,78[MVA] \cong \mathbf{4107[MVA]}$$

Se elige la mayor potencia de cortocircuito, en este caso 4106,78 [MVA], considerando el caso más desfavorable. Detalladamente, las dos líneas aportan 4000[MVA] y los aerogeneradores del circuito original alrededor de 107 [MVA].

La intensidad de cortocircuito en el nudo 3 será:

$$S_{cc}(3) = \sqrt{3} * U * I_{cc}(3)$$

$$I_{cc}(3) = \frac{S_{cc}(3)}{\sqrt{3} * U} = \frac{4106,78 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 17962,5[A] \cong \mathbf{18[kA]}$$

Las intensidades de cortocircuito en los nudos 2 y 3 son muy similares puesto que para el cálculo se ha considerado que la reactancia del circuito de aerogeneradores del parque inicial era similar a la calculada en los circuitos de la ampliación.

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 4

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$S_{cc}(4) = \frac{S_b}{X_{eq}(4)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 4:

- Contribución aerogeneradores circuitos 1 y 2 de la ampliación

Como se ha demostrado con anterioridad, la reactancia de los circuitos 1 y 2 de la ampliación es la siguiente.

$$X_{eq}(4) = X_{circuitos.ampl} = 12,78 p.u.$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$S_{cc}(4) = \frac{S_b}{X_{eq}(4)} = \frac{2000[MV]}{12,78 p.u.} = 156,5[MVA]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, transformador de potencia de la ampliación, transformador de potencia y aerogeneradores originales

La reactancia equivalente se obtiene realizando el paralelo entre las impedancias de las líneas de 132kV y el circuito de aerogeneradores inicial, para posteriormente sumarle la reactancia en serie del transformador de potencia de 40MVA de la ampliación.

$$X_{línea1} = 1 \text{ p.u.}$$

$$X_{línea2} = 1 \text{ p.u.}$$

$$X_{inicial} = X_{trf.pot} + X_{circuito.inicial} = 6,67 \text{ p.u.} + 12 \text{ p.u.} \\ = 18,67 \text{ p.u.}$$

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$\frac{0,5 \text{ p.u.} * 18,67 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 18,67 \text{ p.u.}} = 0,487 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq(4)} = X_{trf.pot.ampl} + 0,487 \text{ p.u.} = 5 \text{ p.u.} + 0,487 \text{ p.u.} \\ = 5,487 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará de la siguiente forma.

$$S_{cc(4)} = \frac{S_b}{X_{eq(4)}} = \frac{2000[MV]}{5,487 \text{ p.u.}} = 364,49[MVA] \cong \mathbf{364,5[MVA]}$$

Se escoge la mayor potencia de cortocircuito puesto que se considera el caso más desfavorable, en este caso con valor de $S_{cc(4)}=364,5[MVA]$.

La intensidad de cortocircuito en el nudo 4 será:

$$S_{cc(4)} = \sqrt{3} * U * I_{cc(4)}$$

$$I_{cc(4)} = \frac{S_{cc(4)}}{\sqrt{3} * U} = \frac{364,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 10522,21[A] \cong \mathbf{10,5[kA]}$$

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 5

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$S_{cc}(5) = \frac{S_b}{X_{eq}(5)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 5:

- Contribución del circuito de aerogeneradores número 1 (hasta cabina 3)

Como se ha demostrado con anterioridad, la reactancia equivalente correspondiente al circuito número 1 de la ampliación es de:

$$X_{eq}(5) = X_{eq1} = X(7; 12) = 23 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$S_{cc}(5) = \frac{S_b}{X_{eq}(5)} = \frac{2000[MV]}{23 \text{ p.u.}} = 86,96[MVA] \cong 87[MVA]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, aerogeneradores circuito original y aerogeneradores ampliación circuito número 2 (Cabina 4)

La reactancia equivalente se obtiene realizando el paralelo entre las impedancias de las líneas de 132kV y el circuito de aerogeneradores inicial, para posteriormente sumarle la reactancia en serie del transformador de potencia de 40MVA de la ampliación y finalmente, realizar el paralelo con la reactancia del circuito ampliación aerogeneradores número 2.

$$X_{línea1} = 1 \text{ p.u.}$$

$$X_{línea2} = 1 \text{ p.u.}$$

$$\begin{aligned} X_{inicial} &= X_{trf.pot} + X_{circuito.inicial} = 6,67 \text{ p.u.} + 12 \text{ p.u.} \\ &= 18,67 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$\frac{0,5 \text{ p.u.} * 18,67 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 18,67 \text{ p.u.}} = 0,487 \text{ p.u.}$$

$$X_{trf.pot.ampl} + 0,487 \text{ p.u.} = 5 \text{ p.u.} + 0,487 \text{ p.u.} = 5,487 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq2} = 28,75 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq}(5) = \frac{5,487 \text{ p.u.} * 28,75 \text{ p.u.}}{5,487 \text{ p.u.} + 28,75 \text{ p.u.}} = 4,61 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$S_{cc}(5) = \frac{S_b}{X_{eq}(5)} = \frac{2000[MV]}{4,61 \text{ p.u.}} = 433,84[MVA] \cong \mathbf{434[MVA]}$$

Se escoge la mayor potencia de cortocircuito puesto que se considera el caso más desfavorable, en este caso con valor de $S_{cc}(5)=434[MVA]$.

La intensidad de cortocircuito en el nudo 5 será:

$$S_{cc}(5) = \sqrt{3} * U * I_{cc}(5)$$

$$I_{cc}(5) = \frac{S_{cc}(5)}{\sqrt{3} * U} = \frac{433,84 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 12523,88[A] \cong \mathbf{12,5[kA]}$$

CORTOCIRCUITO EN EL NUDO 6

La potencia de cortocircuito en el nudo quedará determinada por:

$$S_{cc}(6) = \frac{S_b}{X_{eq}(6)}$$

Donde X_{eq} se refiere a la reactancia equivalente.

Se tendrá en cuenta las contribuciones a ambos lados del nudo 6:

- Contribución del circuito de aerogeneradores número 2 (hasta cabina 4)

Como se ha demostrado con anterioridad, la reactancia equivalente correspondiente al circuito número 1 de la ampliación es de:

$$X_{eq}(6) = X_{eq2} = 28,75 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará de la siguiente forma.

$$S_{cc}(6) = \frac{S_b}{X_{eq}(6)} = \frac{2000[MV]}{28,75 \text{ p.u.}} = 69,57[MVA] \cong 69,6[MVA]$$

- Contribución líneas I y II 132kV, aerogeneradores circuito original y aerogeneradores ampliación circuito número 1 (Cabina 3)

La reactancia equivalente se obtiene realizando el paralelo entre las impedancias de las líneas de 132kV y el circuito de aerogeneradores inicial, para posteriormente sumarle la reactancia en serie del

transformador de potencia de 40MVA de la ampliación y finalmente, realizar el paralelo con la reactancia del circuito ampliación aerogeneradores número 1.

$$X_{línea1} = 1 \text{ p.u.}$$

$$X_{línea2} = 1 \text{ p.u.}$$

$$X_{inicial} = X_{trf.pot} + X_{circuito.inicial} = 6,67 \text{ p.u.} + 12 \text{ p.u.} \\ = 18,67 \text{ p.u.}$$

$$\frac{1 \text{ p.u.} * 1 \text{ p.u.}}{1 \text{ p.u.} + 1 \text{ p.u.}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

$$\frac{0,5 \text{ p.u.} * 18,67 \text{ p.u.}}{0,5 \text{ p.u.} + 18,67 \text{ p.u.}} = 0,487 \text{ p.u.}$$

$$X_{trf.pot.ampl} + 0,487 \text{ p.u.} = 5 \text{ p.u.} + 0,487 \text{ p.u.} = 5,487 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq1} = 23 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq(6)} = \frac{5,487 \text{ p.u.} * 23 \text{ p.u.}}{5,487 \text{ p.u.} + 23 \text{ p.u.}} = 4,43 \text{ p.u.}$$

La potencia de cortocircuito se calculará del siguiente modo.

$$S_{cc(6)} = \frac{S_b}{X_{eq(6)}} = \frac{2000[MV]}{4,43 \text{ p.u.}} = 451,47[MVA] \cong \mathbf{451,5[MVA]}$$

Se escoge la mayor potencia de cortocircuito puesto que se considera el caso más desfavorable, en este caso con valor de $S_{cc(6)}=451,5[MVA]$.

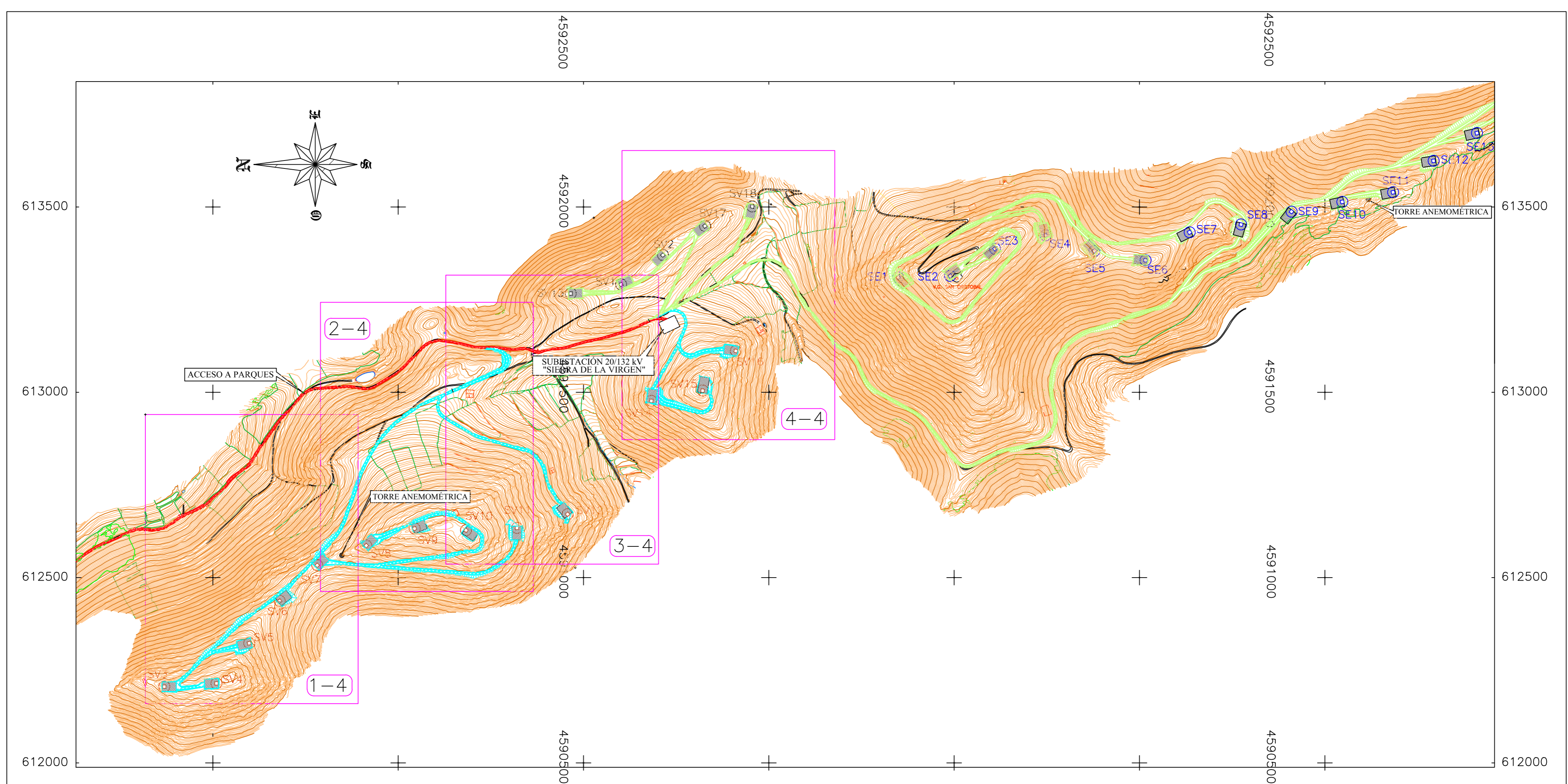
La intensidad de cortocircuito en el nudo 6 será:

$$S_{cc(6)} = \sqrt{3} * U * I_{cc(6)}$$

$$I_{cc(6)} = \frac{S_{cc(6)}}{\sqrt{3} * U} = \frac{451,47 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 13032,82[A] \cong \mathbf{13[kA]}$$

En resumen, las corrientes de cortocircuito obtenidas son las siguientes

Número nudo	Scc [MVA]	Icc [kA]
1	2220	9,71
2	4115	18
3	4107	18
4	364,5	10,5
5	434	12,5
6	451,5	13



LEYENDA

SV5

Aerogenerador P.E. "Sierra de la Virgen" FASE II (13)

SV5

Aerogenerador P.E. "Sierra de la Virgen" FASE I
(Objeto de otro documento)

SE5

Aerogenerador P.E. "Sestrica" FASE I
(Objeto de otro documento)

Áreas de Maniobra

Camino de Acceso a los Parques

Viales Interconexión Aerogeneradores P.E. "Sierra de la Virgen"

Viales Interconexión Aerogeneradores FASE I

Torre Anemométrica

Parque Eólico Aragón

Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.

DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

FECHA: JULIO-2003

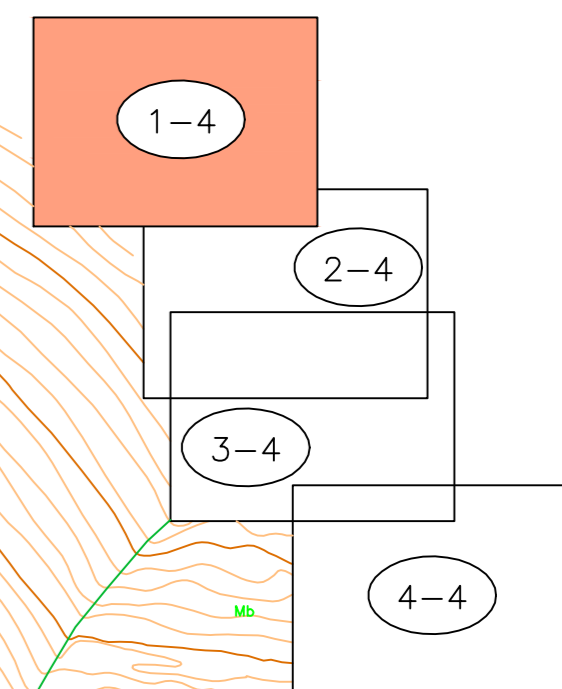
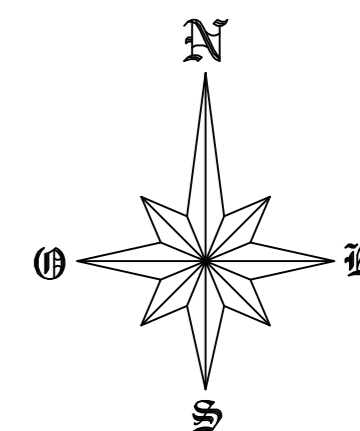
PLANO:

PLANTA GENERAL DIRECTORA

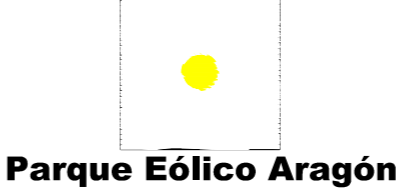

ESCALAS: 1/10.000

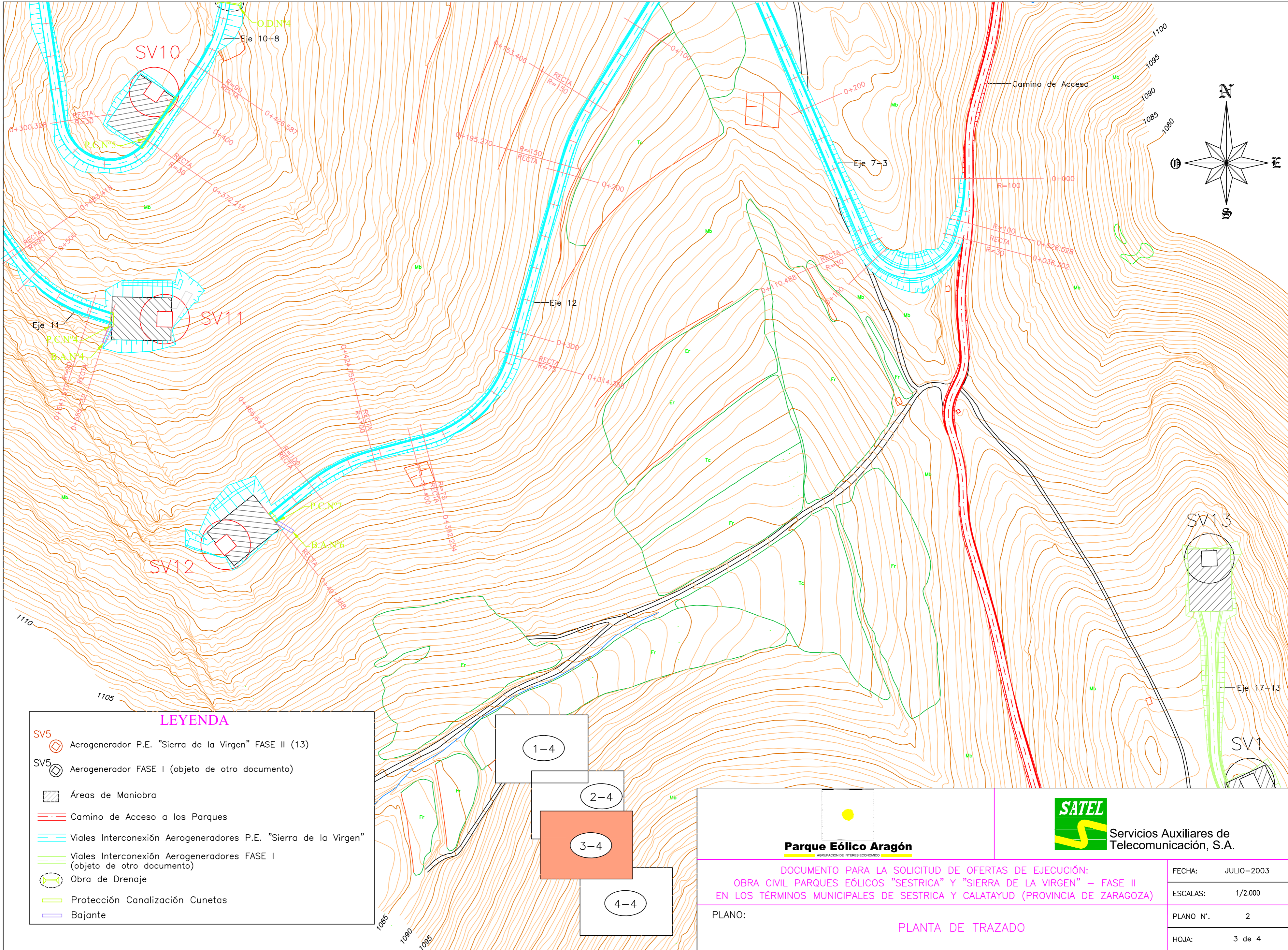
PLANO N°. 1

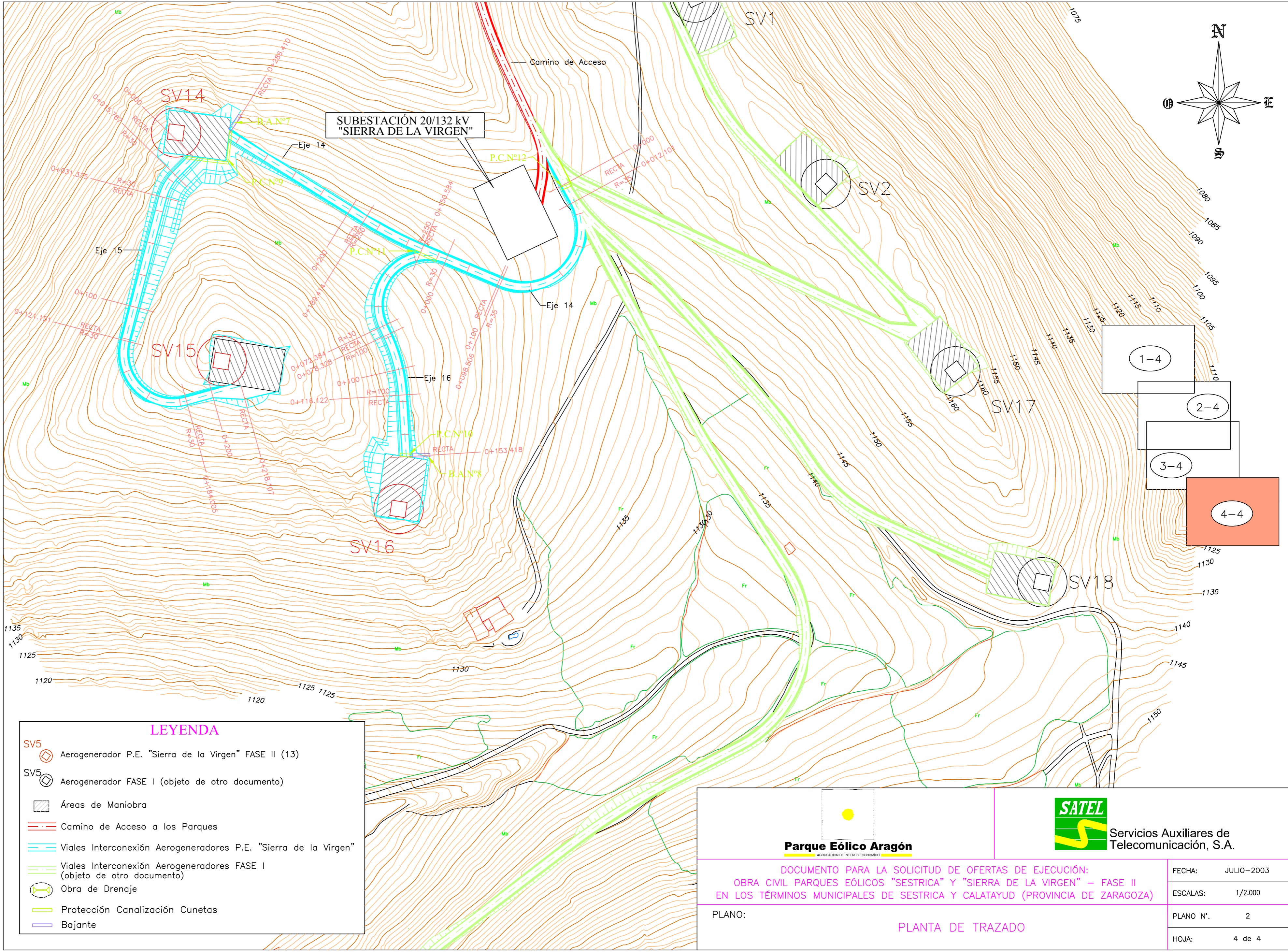
HOJA: 1 de 1



LEYENDA	
SV5	Aerogenerador P.E. "Sierra de la Virgen" FASE II (13)
	Áreas de Maniobra
	Camino de Acceso a los Parques
	Viales Interconexión Aerogeneradores P.E. "Sierra de la Virgen"
	Obra de Drenaje
	Protección Canalización Cunetas
	Bajante

 Parque Eólico Aragón <small>AGRUPO DE INTERÉS ECONÓMICO</small>		 Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.	
DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN: OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)		FECHA:	JULIO-2003
PLANO:		ESCALAS:	1/2.000
PLANTA DE TRAZADO		PLANO N°:	2
		HOJA:	1 de 4





LEYENDA

- SV5 Aerogenerador P.E. "Sierra de la Virgen" FASE II (13)
- SV5 Aerogenerador FASE I (objeto de otro documento)
- Áreas de Maniobra
- Camino de Acceso a los Parques
- Viales Interconexión Aerogeneradores P.E. "Sierra de la Virgen"
- Viales Interconexión Aerogeneradores FASE I (objeto de otro documento)
- Obra de Drenaje
- Protección Canalización Cunetas
- Bajante

Parque Eólico Aragón

AGRUPOACIÓN DE INTERÉS ECONÓMICO



Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.

DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

PLANO:

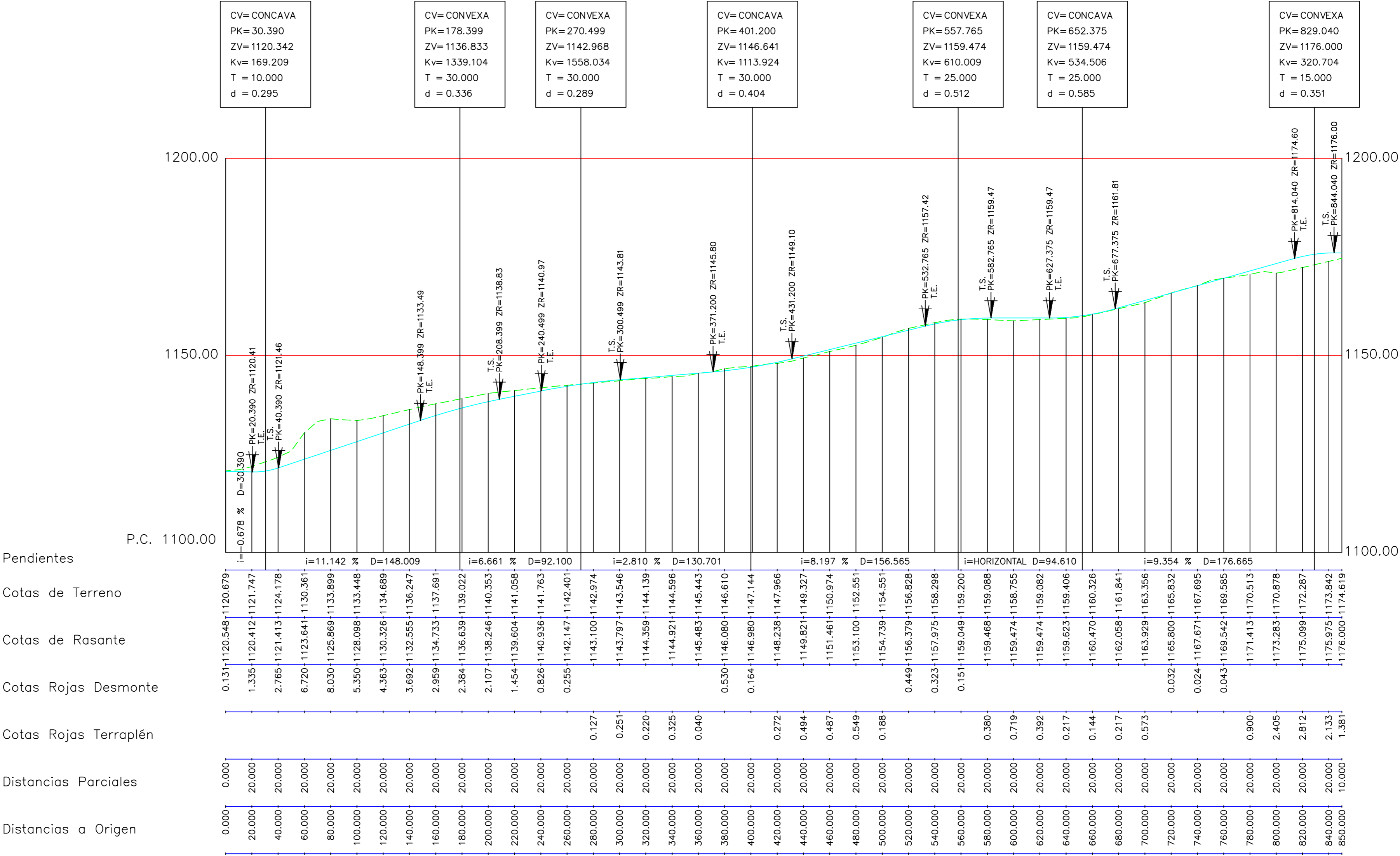
PLANTA DE TRAZADO

FECHA: JULIO-2003

ESCALAS: 1/2.000

PLANO N°. 2

HOJA: 4 de 4

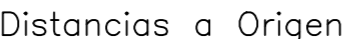


Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.

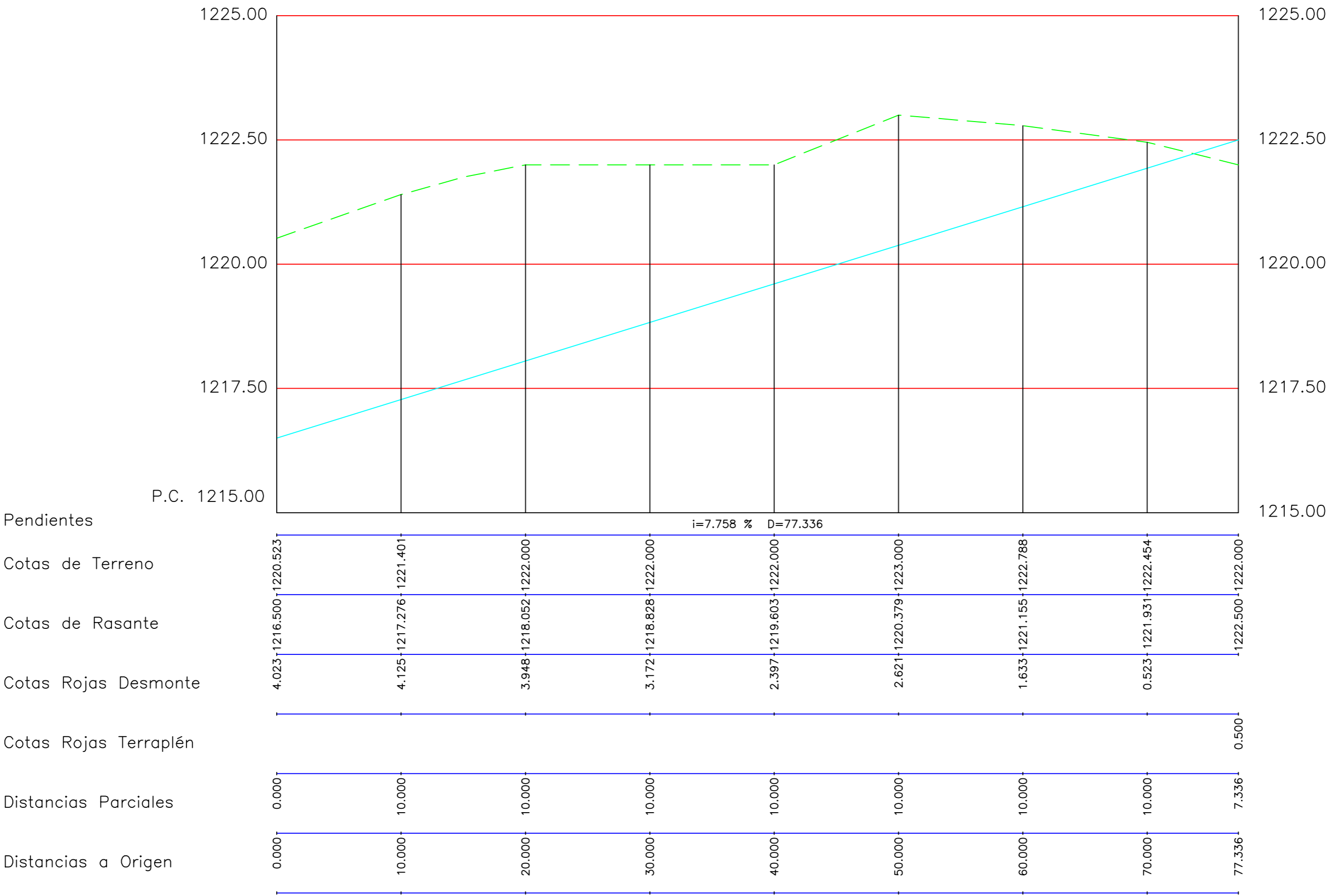
DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 7-3

FECHA: JULIO-2003
ESCALAS: H=1/3.000 V=1/1.000
PLANO N°. 3
HOJA: 1 de 11



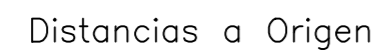
HOJA: 2 de 11

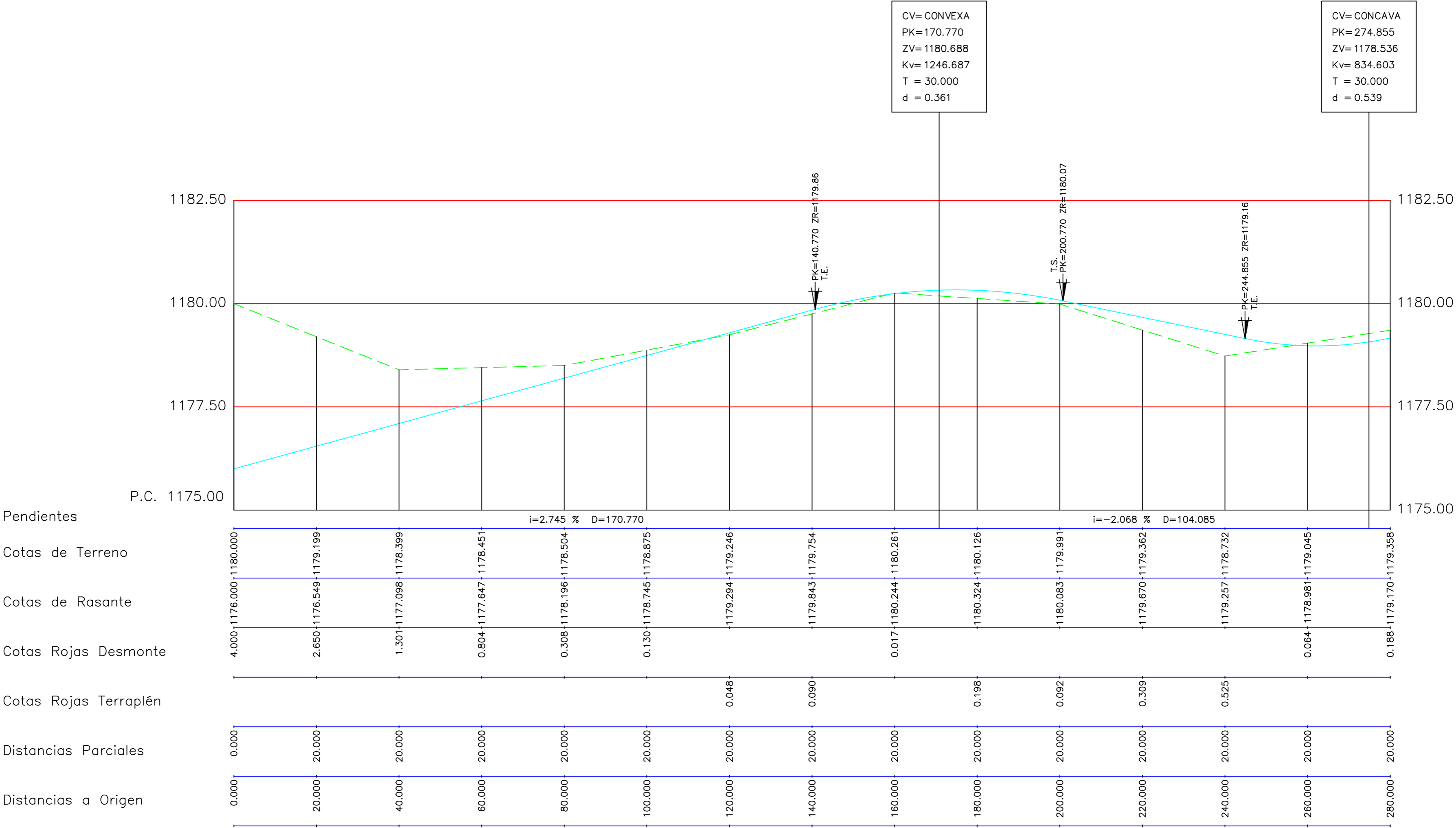


DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

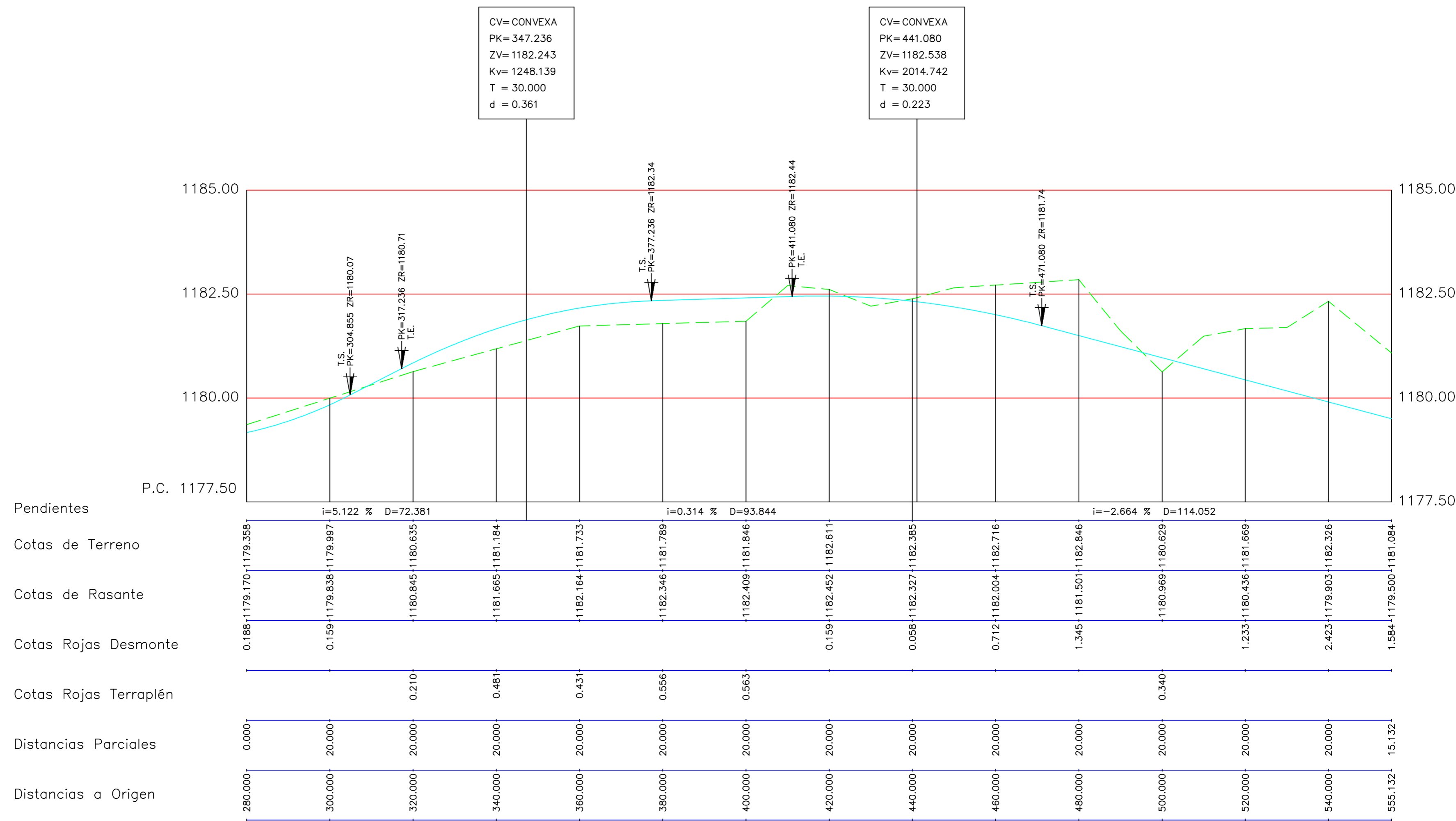
PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 3-4

FECHA:	JULIO-2003
ESCALAS:	H=1/400 V=1/100
PLANO N°.	3
HOJA:	3 de 11

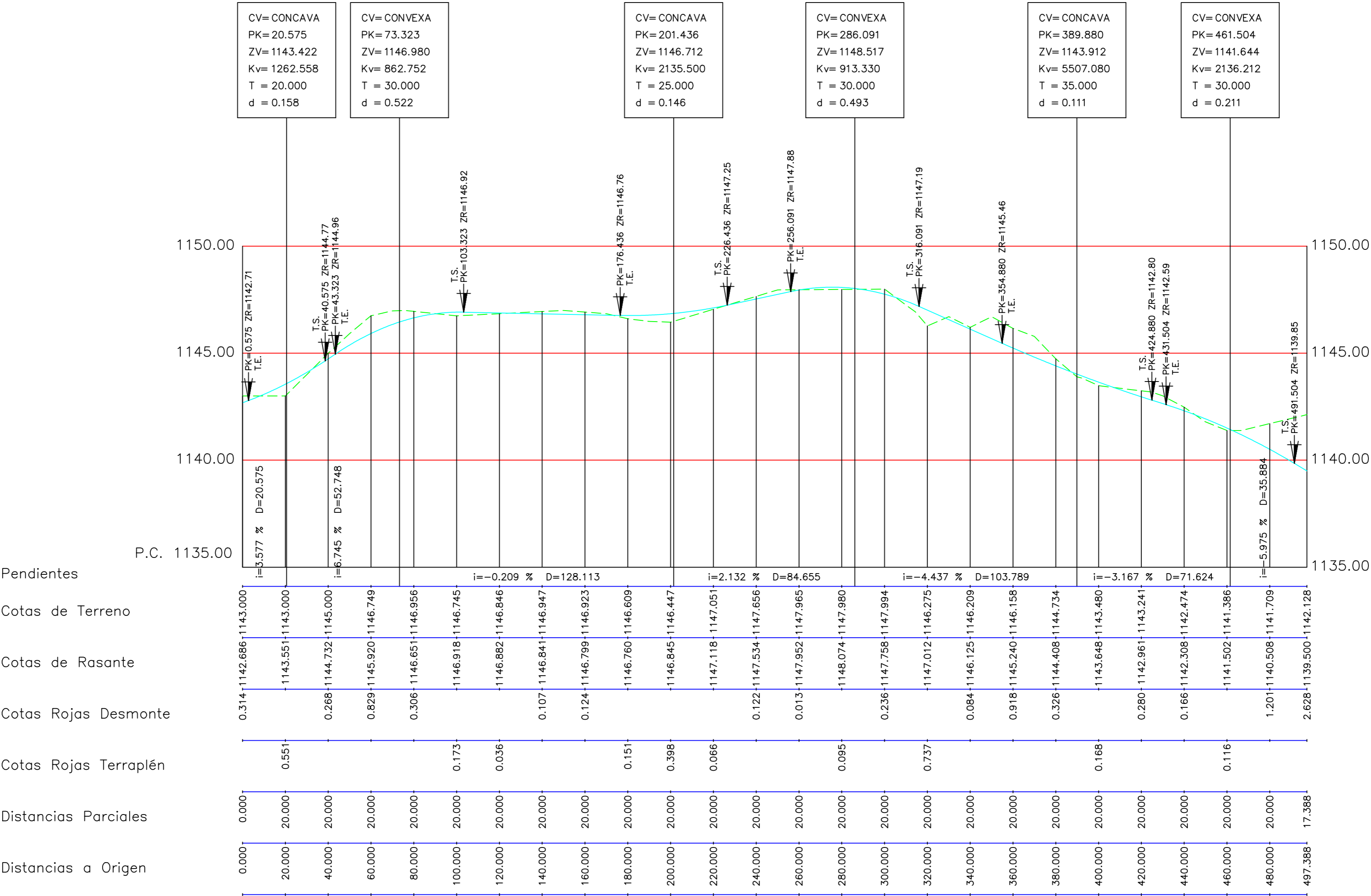




DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN: OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)		FECHA:	JULIO-2003
		ESCALAS:	H=1/1.000 V=1/100
		PLANO N°:	3
PLANO:	PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN" PERFILES LONGITUDINALES EJE 11	HOJA:	5 de 11



DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN: OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)		FECHA:	JULIO-2003
		ESCALAS:	H=1/1.000 V=1/100
PLANO:		PLANO N°.	3
PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN" PERFILES LONGITUDINALES EJE 11		HOJA:	6 de 11

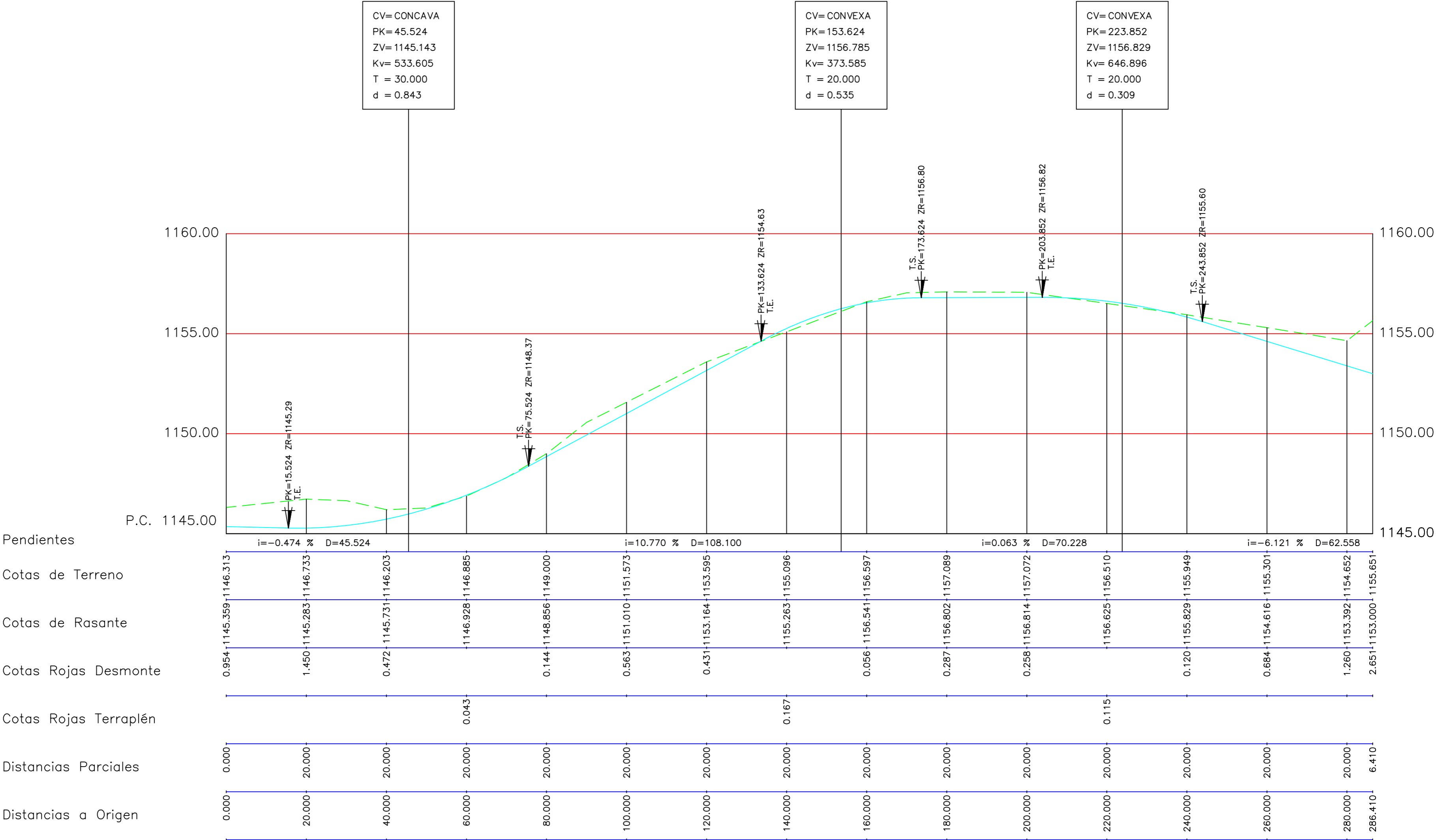


Servicios Auxiliares de
Telecomunicación, S.A.

DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 12

FECHA: JULIO-2003
ESCALAS: H=1/2.000 V=1/200
PLANO N°. 3
HOJA: 8 de 11





Parque Eólico Aragón



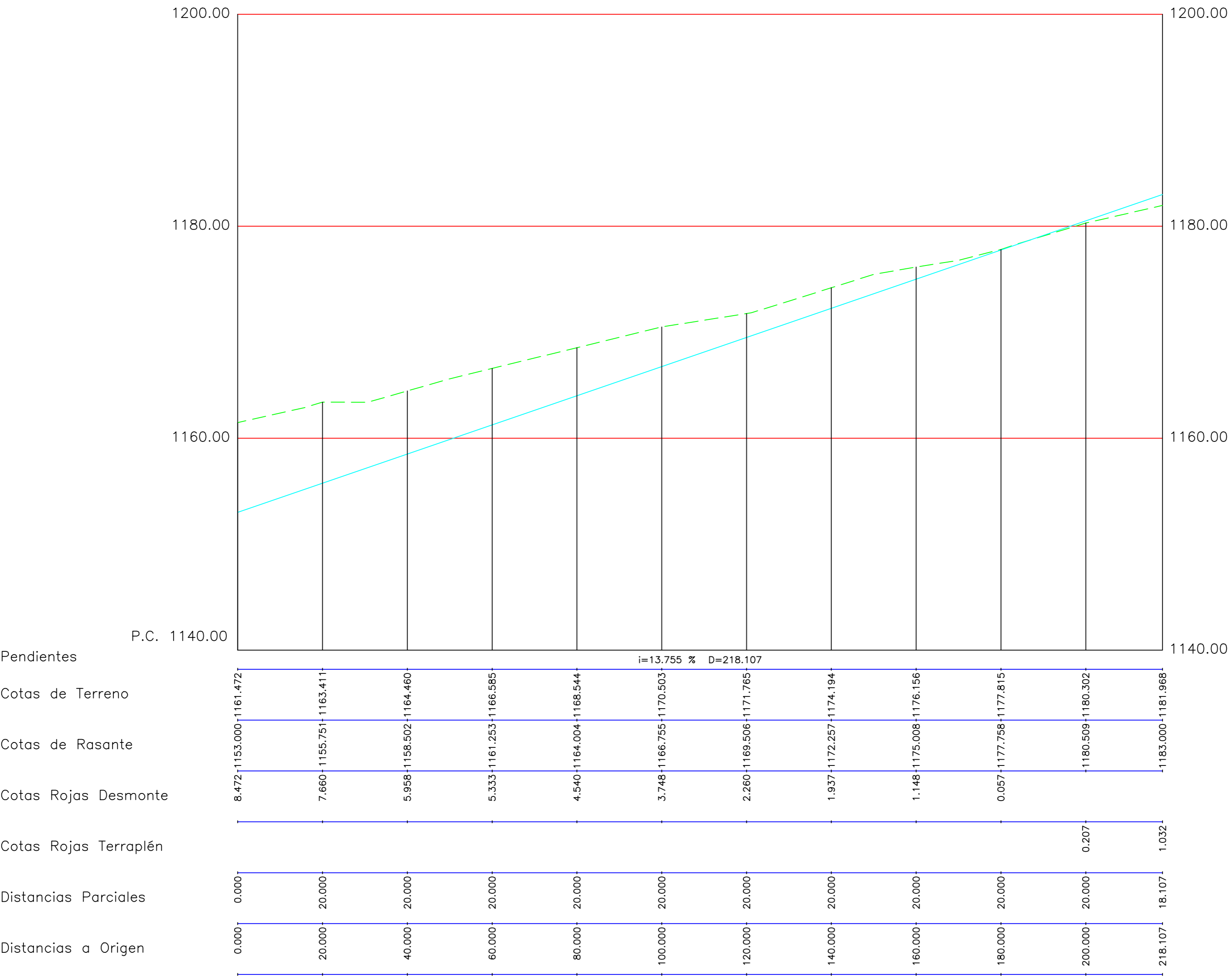
Servicios Auxiliares de Telecomunicación, S.A.


DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

FECHA: JULIO-2003
ESCALAS: H=1/1.000 V=1/200


PLANO: PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 14

PLANO N°. 3
HOJA: 9 de 11





Parque Eólico Aragón
AGRUPOACIÓN DE INTERÉS ECONÓMICO

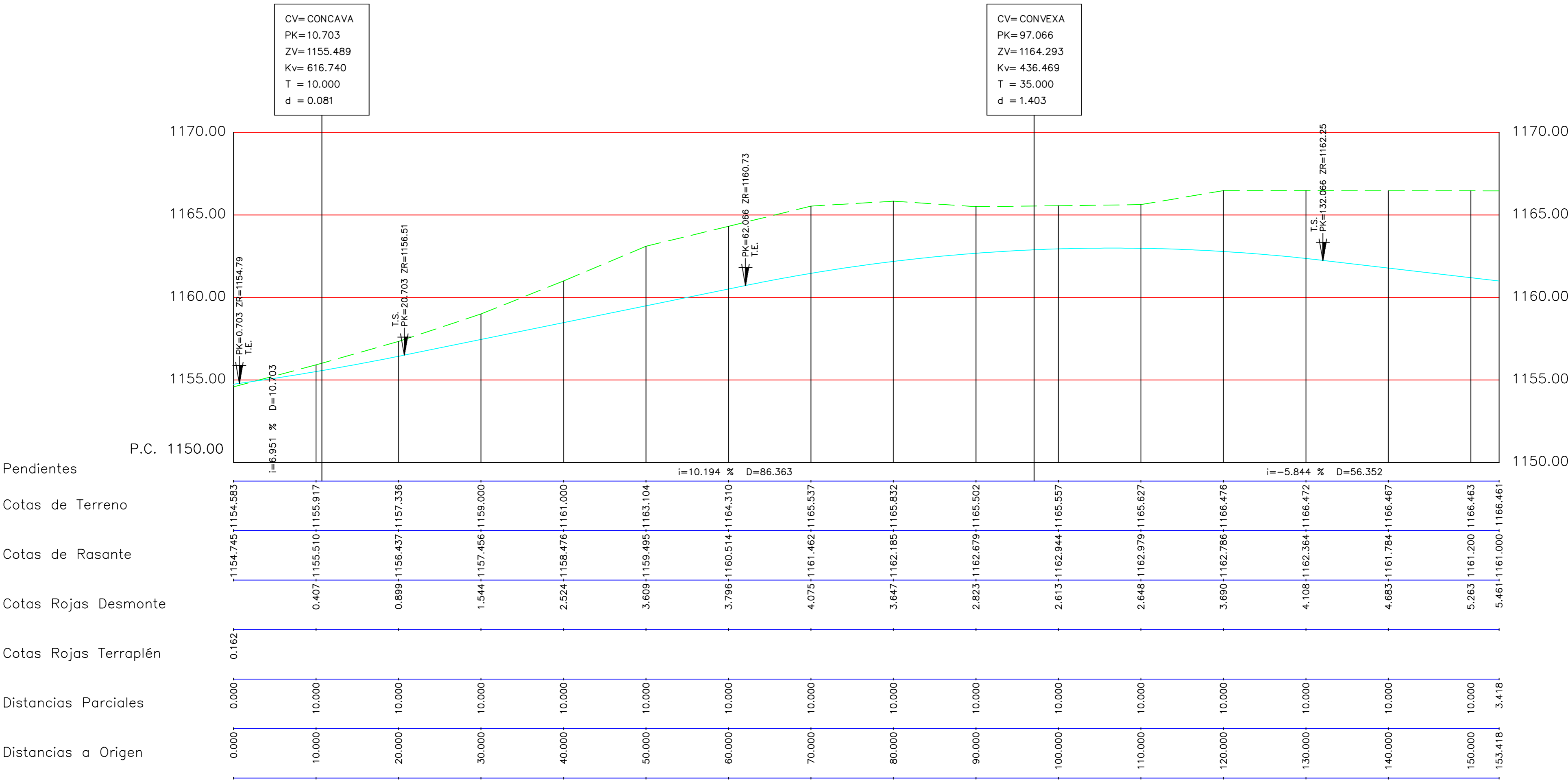


SATEL
Servicios Auxiliares de
Telecomunicación, S.A.

DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN:
OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II
EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)

PLANO: **PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN"**
PERFILES LONGITUDINALES
EJE 15

FECHA:	JULIO–2003
ESCALAS:	H=1/1.000 V=1/400
PLANO N.º	3
HOJA:	10 de 11



DOCUMENTO PARA LA SOLICITUD DE OFERTAS DE EJECUCIÓN: OBRA CIVIL PARQUES EÓLICOS "SESTRICA" Y "SIERRA DE LA VIRGEN" – FASE II EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE SESTRICA Y CALATAYUD (PROVINCIA DE ZARAGOZA)		FECHA:	JULIO–2003
		ESCALAS:	H=1/500 V=1/250
		PLANO N°.	3
PLANO:	PARQUE EÓLICO "SIERRA DE LA VIRGEN" PERFILES LONGITUDINALES EJE 16	HOJA:	11 de 11

LINEA I 132 kV

LINEA II 132 kV

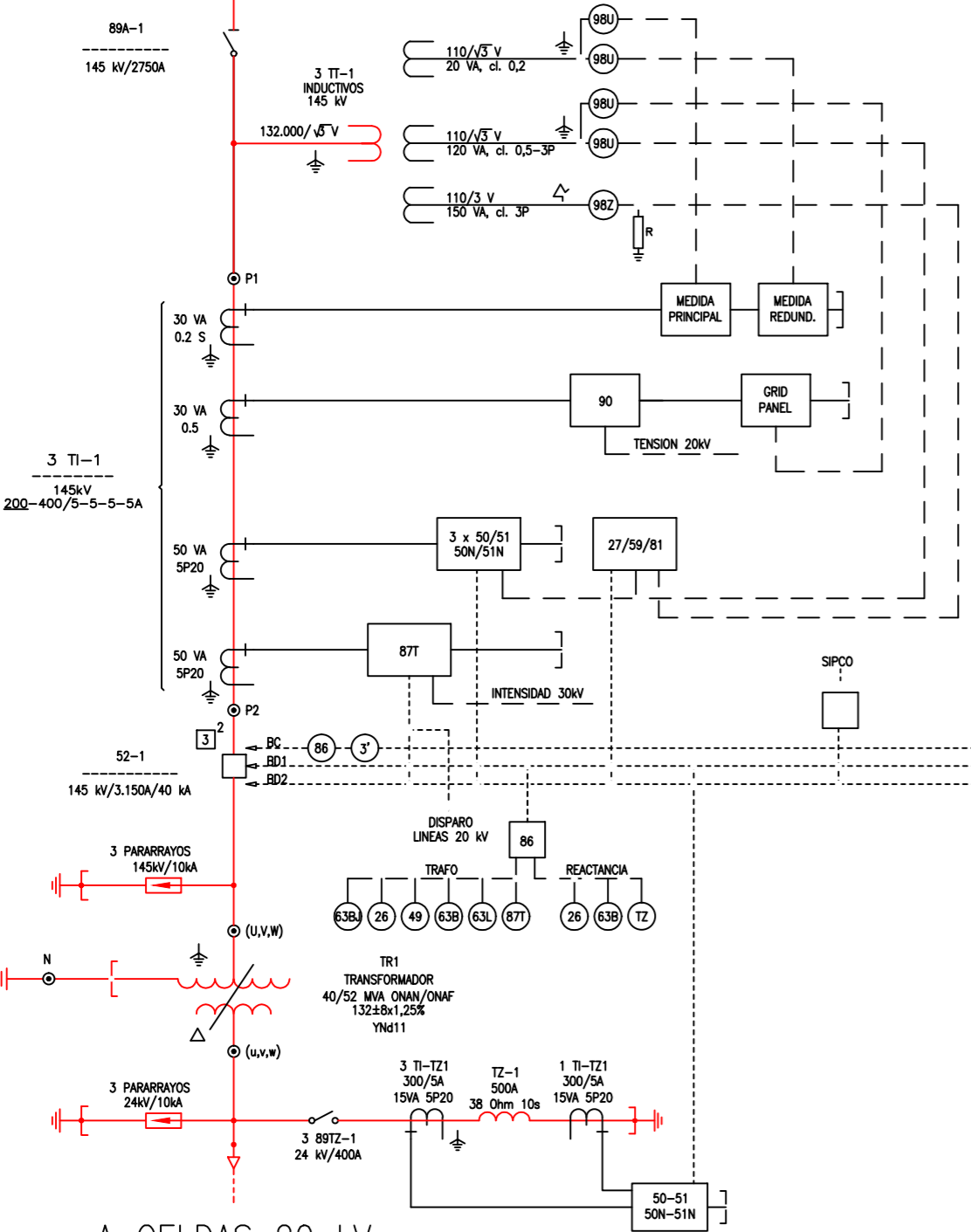
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO

- TENSIÓN DE SERVICIO 132 kV
- TENSION MÁXIMA EN SERVICIO 145 kV
- TENSION MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL 145 kV
- TENSIÓN NOMINAL IMPULSO TIPO RAYO 650 kV (550 kV)
- TENSION FREC. INDUSTRIAL 275 kV
- RÉGIMEN DE NEUTRO RÍGIDO A TIERRA
- DURACIÓN DE CORTOCIRCUITO 1 s
- TENSIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES 125 V c.c. ; 400/230 V c.a.

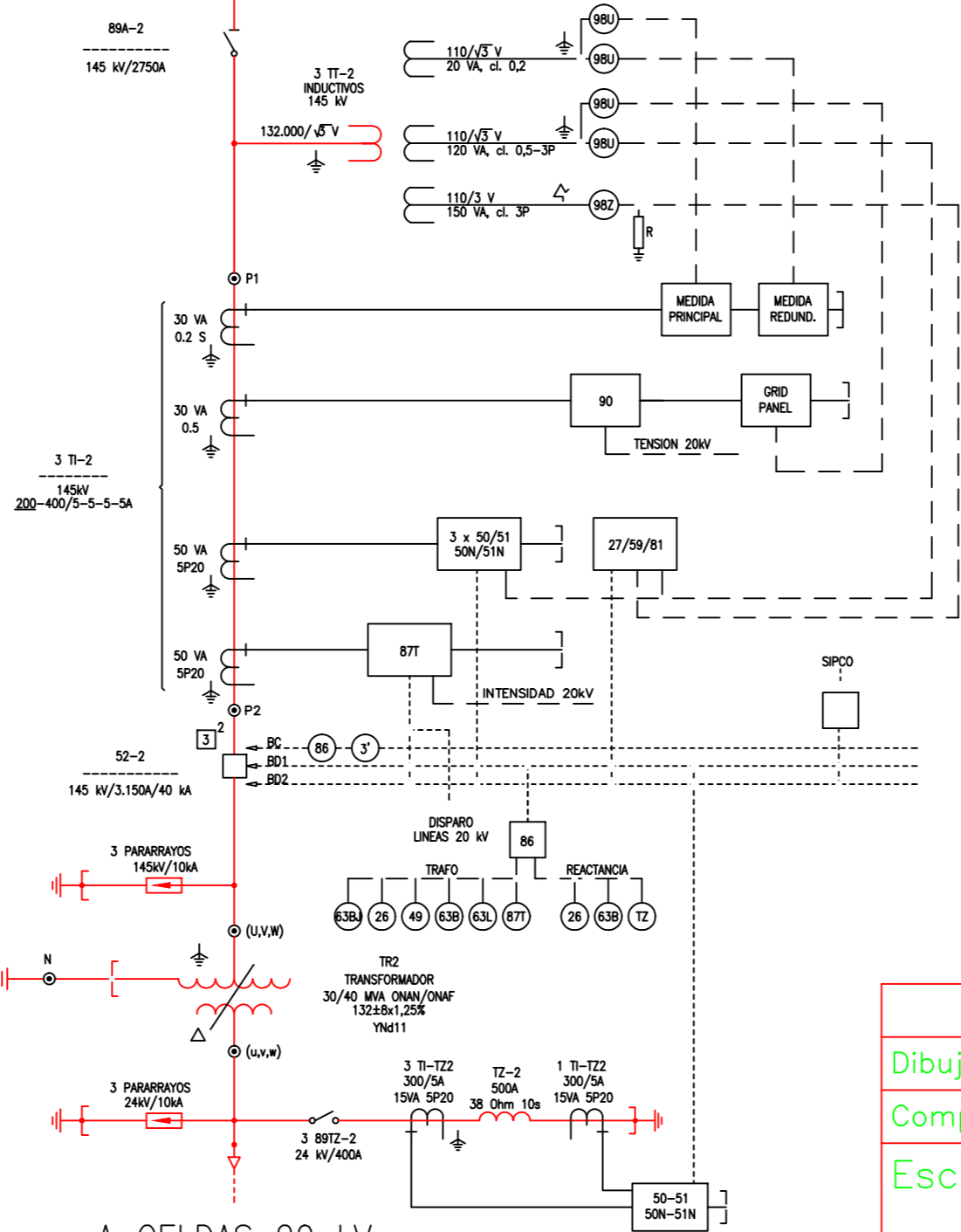
LEYENDA

- 52 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- 89 SECCIONADOR
- 98 INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO
- 50-51 PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE FASES
- 50N-51N PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE NEUTRO
- 67N PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DIRECCIONAL DE NEUTRO
- 32F PROTECCIÓN DE MÁXIMA POTENCIA
- 27 PROTECCIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN
- 59 PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN
- 81 PROTECCIÓN DE MÁXIMA / MÍNIMA FRECUENCIA
- 64 PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN HOMOPOLAR
- 85 TELEPROTECCION
- 49 PROTECCION DE IMAGEN TERMICA
- 86 RELE DE DISPAROS CON BLOQUEO Y REARME
- 21 PROTECCIÓN DE DISTANCIA
- 90 REGULADOR DE TENSIÓN
- CP CONVERTIDOR DE POTENCIA ACTIVA
- CQ CONVERTIDOR DE POTENCIA REACTIVA
- CT CONVERTIDOR DE TENSION
- 96D ORDEN DE TELEAPERTURA
- 3 VIGILANCIA CIRCUITOS DE DISPARO
- 52CM CONMUTADOR DE MANDO DE INTERRUPTOR
- 25 COMPROBACION DE SINCRONISMO
- 87T PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

SOBRA UNO DE LOS DOS



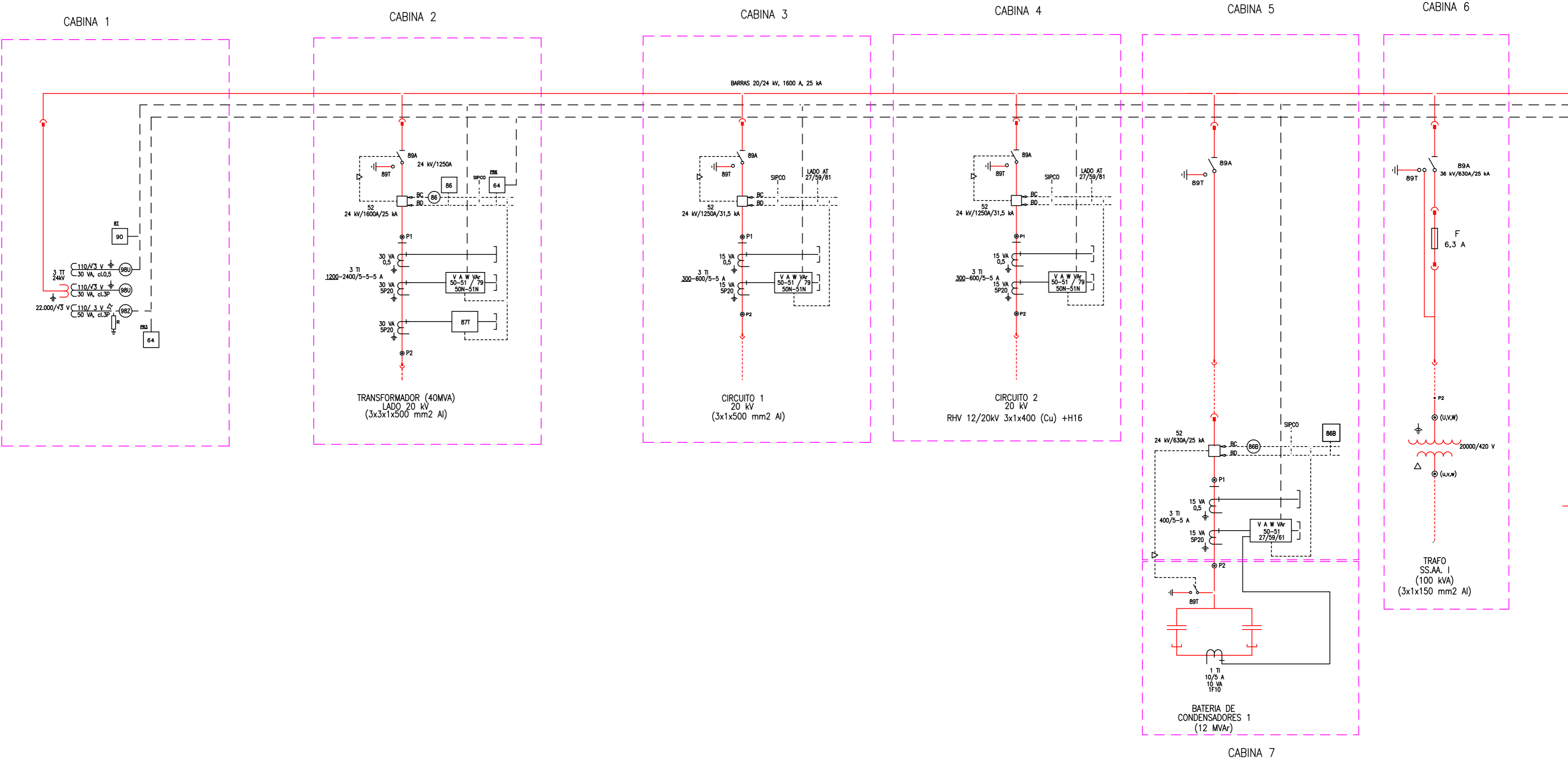
A CELDAS 20 kV
PARQUE EÓLICO I EXISTENTE



A CELDAS 20 kV
PARQUE EÓLICO II AMPLIACIÓN

	Fecha	Nombre	Firma	
Dibujado	15/06/2016	Ángel Solanas López		
Comprob.				
Escala:				Plano: 05
S/E				Hoja:
				Especialidad:

Esquema Unifilar
132/20 kV



LEYENDA

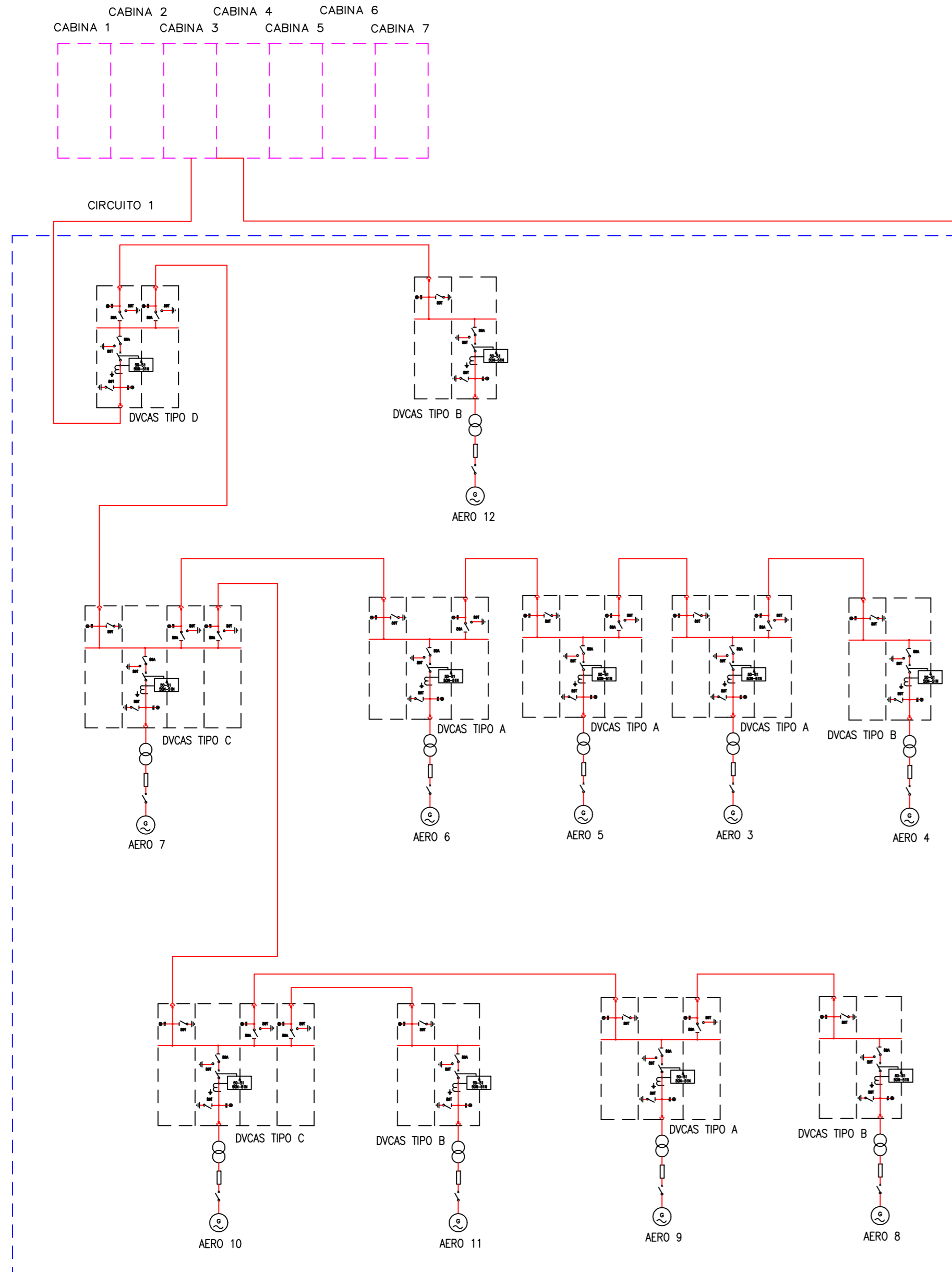
61	PROTECCIÓN DE DESEQUILIBRIO
50-51	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE FASES
50N-51N	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE NEUTRO
52	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
52CM	CONMUTADOR DE MANDO DE INTERRUPTOR
59	PROTECCIÓN DE MÁXIMA Tensión
64	PROTECCIÓN DE MÁXIMA Tensión HOMOPOLAR
67N	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DIRECCIONAL DE NEUTRO
81	PROTECCIÓN DE MÁXIMA / MÍNIMA FRECUENCIA
86	RELE DE DISPAROS CON BLOQUEO Y REARME
87T	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR
89	SECCIONADOR
98	INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO

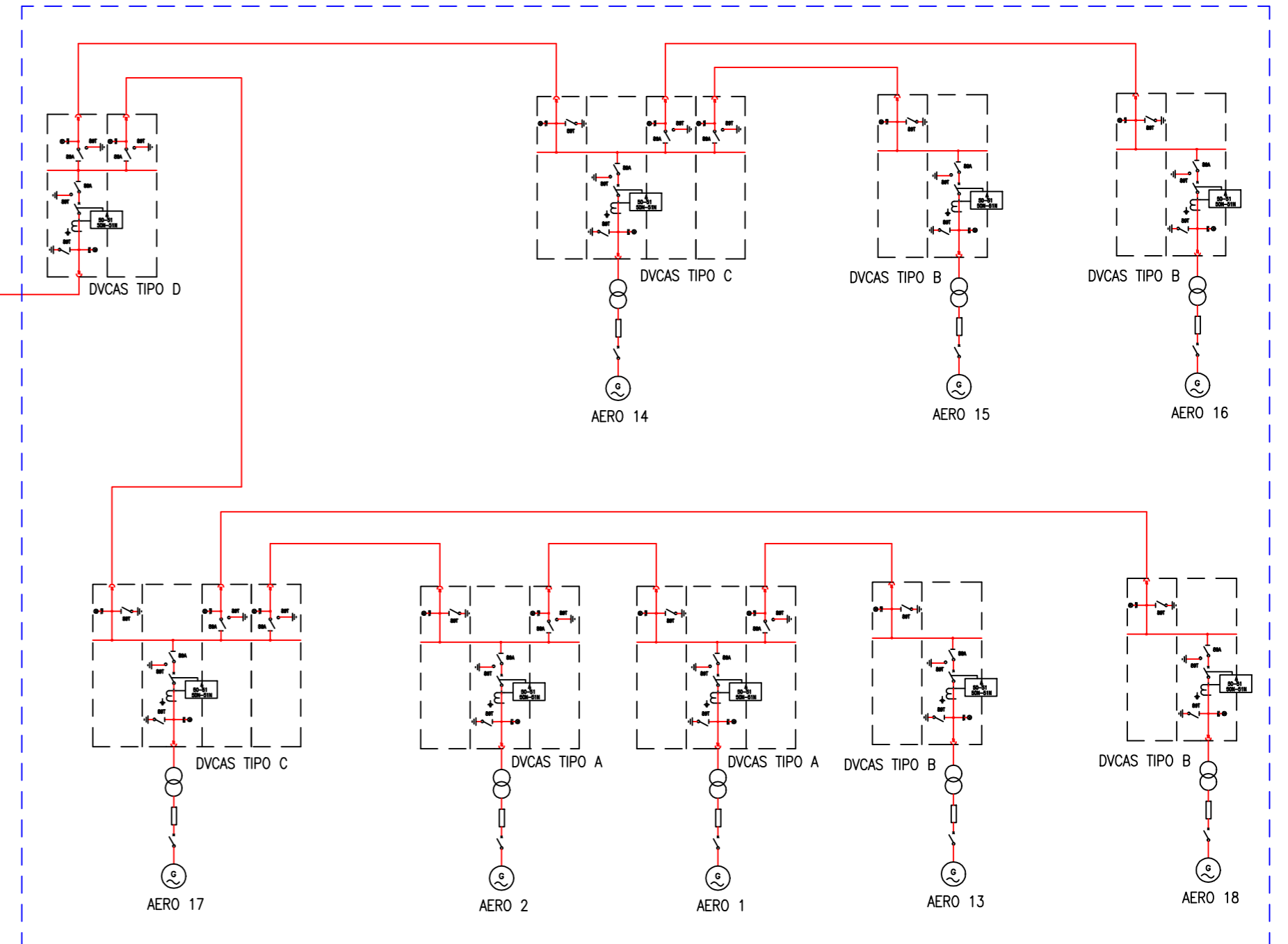
- Tensión NOMINAL DE LA RED	20 kV
- Tension MÁXIMA EN SERVICIO	24 kV
- Tension MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL	24 kV
- Tensión IMPULSO TIPO RAYO	125 kV
- RÉGIMEN DE NEUTRO	PAT CON REACTANCIA

	Fecha	Nombre	Firma	
Dibujado	15/06/2016	Ángel Solanas López		
Comprob.				
Escala:	Esquema Unifilar 20 kV			Plano: 06
S/E				Hoja:
				Especialidad:

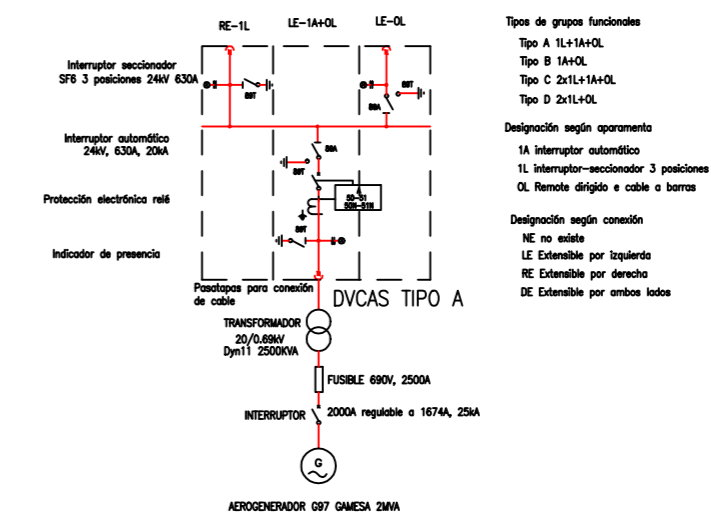
CELDA (20 kV)
EN EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (120/20 kV)




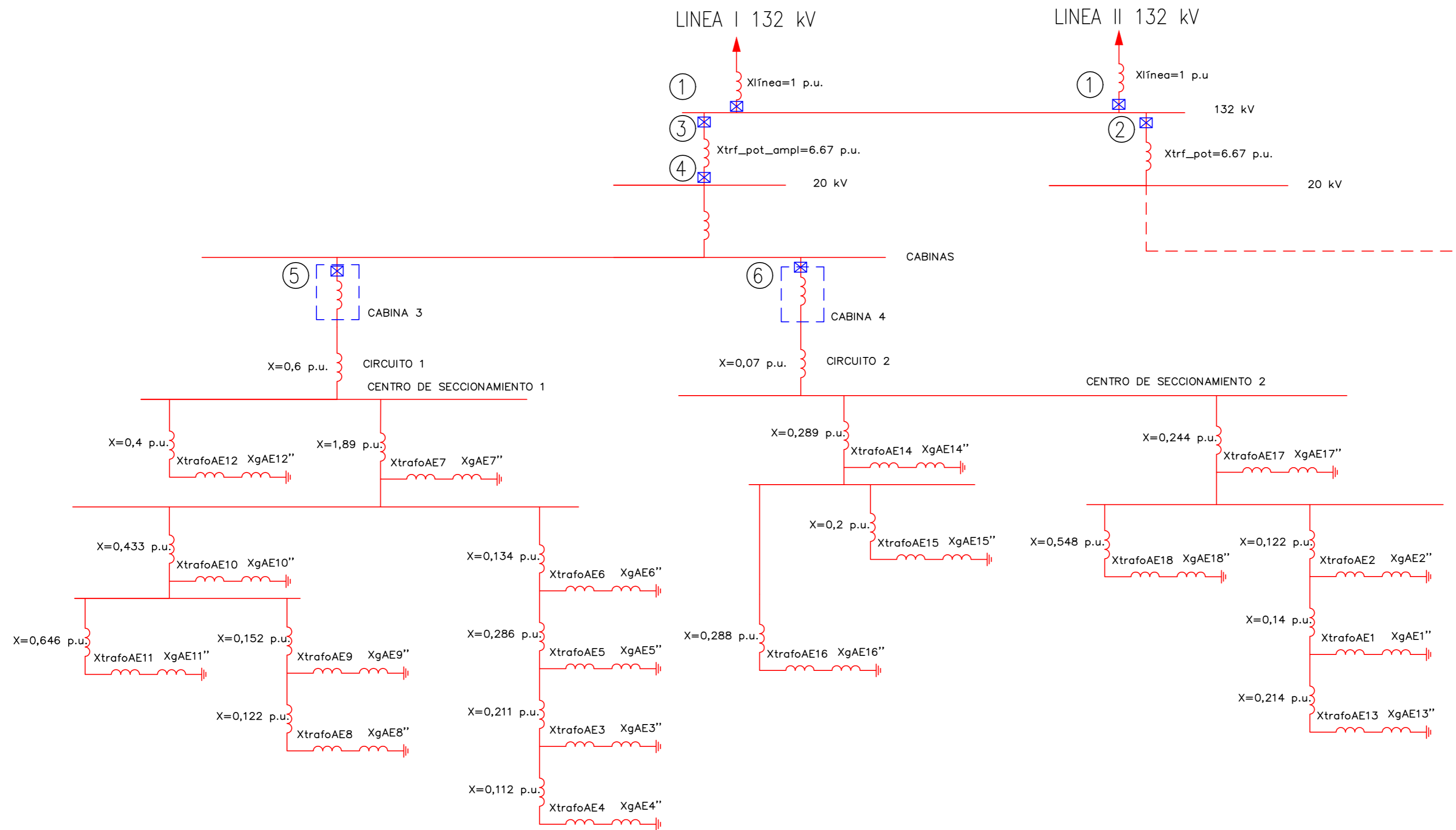
CIRCUITO 2




CELDAS (MESA) DVCAS 24kV, 2500A, 31,5KA



	Fecha	Nombre	Firma	
Dibujado	15/06/2016	Ángel Solanas López		
Comprob.				
Escala:	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"> <p>S/E</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Esquema Unifilar</p> <p>20 kV</p> </div> </div>			Plano: 07
				Hoja:
				Especialidad:



	Fecha	Nombre	Firma	
Dibujado	15/06/2016	Ángel Solanas López		
Comprob.				
Escala:	Esquema estudio cortocircuitos			Plano: 08
S/E				Hoja:
				Especialidad: