

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN  
INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL  
SISTEMA ELÉCTRICO**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

***DISEÑO Y ANÁLISIS DE LA RED DE MEDIA  
TENSIÓN DE UN PARQUE EÓLICO***

**Estudiante**  
**Director/Directora**  
**Codirector/Codirectora**  
**Departamento**  
**Curso académico**

*Ibarra, Aracama, Ricardo*  
*Fernandez, Herrero, Elvira*  
*Bedialauneta, Landaribar, Miren*  
**Ingeniería Eléctrica**  
*2021/2022*

*Bilbao, 21 de septiembre de 2022*

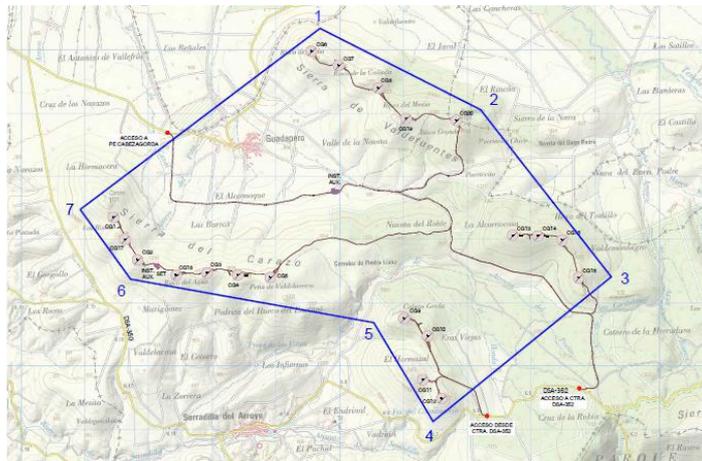
# Índice

1. Objeto .....	3
2. Alcance .....	4
3. Estado del arte .....	5
3.1. Tipos de tecnologías DLR .....	6
3.2. Precisión y fiabilidad .....	9
3.3. Coste de implementación .....	10
3.4. Aplicaciones en instalaciones reales .....	10
3.5. Diseño de parques eólicos en la actualidad .....	12
4. Requisitos de diseño .....	13
4.1. Trazado .....	13
4.2. Tipo de zanja .....	14
4.3. Cables de la red de MT .....	14
4.4. Celdas de aerogeneradores .....	15
4.5. Red de tierras .....	16
4.6. Red de fibra óptica (F.O.) .....	16
4.7. Empalmes en MT .....	17
5. Descripción de los elementos de la instalación .....	18
5.1. Instalación eléctrica .....	19
5.2. Aerogeneradores .....	20
5.3. Transformadores de aerogeneradores .....	25
5.4. Transformador de subestación .....	25
6. Recurso eólico del emplazamiento .....	27
7. Requisitos del código de red .....	29
8. Cálculos generales .....	34
8.1. Dimensionamiento de transformadores .....	34
8.2. Factores de corrección de conductores de MT .....	36
8.3. Servicios auxiliares .....	38
8.4. Línea aérea de AT .....	38
9. Estudios eléctricos .....	42
9.1. Datos de entrada .....	42
9.2. Diseño red de MT .....	43
9.3. Cálculos de pérdidas .....	59
9.4. Estudio de flujo de cargas .....	72
9.5. Implementación hipotética de tecnología DLR .....	78
10. Conclusiones .....	82
11. Referencias .....	83
12. Planos .....	86

# 1. OBJETO

El objeto de este proyecto es el diseño y modelización del parque eólico "CABEZA GORDA" situado en la provincia de Salamanca, dentro del término municipal de Serradilla del Arroyo para tomarlo como referencia en futuros estudios sobre integración de generación distribuida mediante *Dynamic Line Rating* (DLR).

El parque eólico cuenta con una potencia total de 104 MW distribuidos en 20 aerogeneradores de 5,2 MW. Los 20 aerogeneradores que componen el PE CABEZA GORDA están situados dentro del perímetro definido por la Figura 1.



**Figura 1 Emplazamiento P.E. Cabeza Gorda.**

Los objetivos principales del proyecto son el estudio de pérdidas eléctricas y el dimensionamiento de cables de MT y AT para el parque eólico, así como el estudio de flujo de cargas para el dimensionamiento de los equipos externos de compensación. Finalmente, se analiza el caso de una hipotética implementación de la tecnología DLR.

Este dimensionamiento del parque es importante ya que se trata de un proyecto real donde se tienen en cuenta criterios de diseño actuales utilizados por *SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY*. Es decir, mediante este proyecto se pretende diseñar el parque eólico de la manera más ajustada a los criterios seguidos por esta empresa, para que los posteriores estudios de integración mediante DLR tengan como base de partida un parque con condiciones reales.

Para el diseño y dimensionamiento del parque se ha requerido el uso de *Microsoft Excel* para la obtención de los resultados y futura comparación con los resultados obtenidos con la herramienta de simulación.

En cuanto al dimensionamiento de los equipos de compensación y el cálculo de pérdidas, se ha utilizado, *Power Factory de DigSilent*.

## 2. ALCANCE

Este proyecto cubre todo el dimensionamiento de la parte eléctrica del parque eólico CABEZA GORDA. Para ello, se tienen en cuenta ciertas condiciones iniciales impuestas por el cliente, explicadas en posteriores apartados del trabajo y se siguen los criterios de dimensionamiento utilizados por el propio SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGIES.

En este estudio pueden diferenciarse dos apartados. El primero, el diseño del parque desde los aerogeneradores hasta la subestación de evacuación de energía. Es decir, la red de media tensión y los elementos que la acompañan y la línea aérea encargada de transportar la energía generada hasta la subestación. Sobre este diseño se realizan cálculos para cuantificar las pérdidas eléctricas del parque. El segundo apartado, con el parque ya diseñado, abarca el estudio de los equipos de compensación necesarios para el cumplimiento del parque con el código de red (CdR) español.[1]

Quedan fuera del alcance de este proyecto estudios mecánicos de los aerogeneradores y las obras, estudios del recurso eólico y ubicación de los aerogeneradores y cualquier otro tipo de estudio fuera del alcance eléctrico.

Muchos de los datos que se utilizan en este proyecto, como por ejemplo el recurso eólico del emplazamiento, ubicación de los aerogeneradores etc. Han sido previamente calculados y estudiados por otros departamentos de *SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGIES*.

### 3. ESTADO DEL ARTE

La red eléctrica es un complejo sistema de suministro de energía. Con los años se ha ido desarrollando de tal manera para que el suministro sea seguro y fiable. Muchas veces, ciertos componentes como líneas aéreas pueden llegar a funcionar a su límite físico, es por ello que los operadores de red normalmente optan por mantener el suministro de fuentes de energía que garantizan un suministro continuo a fuentes de generación distribuida como puede ser la generación eólica. Esto se hace para cumplir con normas de seguridad y fiabilidad del sistema. Estos sucesos se conocen como congestiones del sistema y son uno de los problemas principales de las redes eléctricas.

Estas congestiones de sistemas tienen unos altos costes asociados y las principales soluciones en los últimos años o las soluciones tradicionales han sido la ampliación, mejora o reconstrucción de infraestructuras eléctricas. Estas soluciones pueden llegar a ser necesarias en un largo plazo, pero con el avance de las nuevas tecnologías e innovaciones han surgido algunas soluciones capaces de hacer frente a estos problemas en el corto plazo.

Una de las soluciones más importantes y conocidas es el *Dynamic Line Rating* (DLR). Esta puede proporcionar soluciones en el corto plazo y a bajo costo económico comparado con la reconstrucción de nuevas infraestructuras. El sistema DLR trata de optimizar la corriente que pasa a través de una línea respetando las características resistivas del conductor.

Normalmente el diseño de los conductores de las líneas se hace en base a la ampacidad. Esta, es la corriente máxima que un conductor puede transportar bajo las condiciones de uso normales sin exceder su clasificación de temperatura. Normalmente, los fabricantes establecen sus criterios de ampacidad para unas determinadas condiciones meteorológicas y estos valores son tomados como referencia para el resto de la vida útil de los conductores.

En la práctica, las diferentes condiciones meteorológicas influyen al valor de la ampacidad aumentándolo en situaciones de mucho viento (ya que el viento ayuda a refrigerar las líneas) o temperaturas bajas y disminuyéndolo para las condiciones meteorológicas más desfavorables, es decir, las épocas con temperaturas más altas. Como durante la mayor parte del año las condiciones ambientales no son tan severas como los meses de verano, la ampacidad de las líneas existentes puede aumentarse considerablemente (algunos casos hasta el 200 %). Por lo tanto, la principal tarea de la tecnología DLR consiste en deducir condiciones ambientales actuales, prever futuras y calcular la capacidad de transporte para poder integrar los resultados en los procesos de los centros de despacho, optimizando de esta manera el suministro de las líneas de transporte manteniendo siempre los márgenes de seguridad adecuados para cada caso.

Con este tipo de tecnología no solo se consigue una mayor optimización del sistema, sino que también se consigue un aumento del conocimiento de la situación del sistema de transmisión previendo así futuras congestiones.

En las últimas décadas se han diseñado diversas tecnologías, métodos y sistemas para hacer posible el DLR. Cada sistema tiene sus propias ventajas e inconvenientes relacionadas con precisión, fiabilidad, coste, facilidad de implementación... A pesar del potencial de la tecnología DLR tiene grandes ventajas para ahorrar costes y aumentar la fiabilidad y resistencia de la red, siguen existiendo algunos retos que impiden su adopción

generalizada. La implementación del DLR debe garantizar que no se creen nuevos peligros y debe tener en cuenta otro tipo de limitaciones del sistema. [2][3][4][5]

### 3.1. TIPOS DE TECNOLOGÍAS DLR

Por lo general, se pueden distinguir dos grandes apartados [6][33]:

- **Tecnologías de contacto:** Este tipo mide parámetros físicos del conductor, como:
  - Temperatura del conductor.
  - Tensión del conductor.
  - Frecuencia de vibración del conductor.



*Figura 2 Ejemplo sistema DLR de contacto.*

- **Tecnologías sin contacto:** Los resultados clave del DLR son calculados en base a datos meteorológicos de modelos matemáticos y estadísticos o mediciones obtenidas del lugar.



*Figura 3 Ejemplo sistema DLR sin contacto.*

Las tecnologías difieren, especialmente en cuanto al esfuerzo requerido para la instalación. Por ejemplo, en el caso de las tecnologías sin contacto, no es necesario des-energizar la línea para su instalación y mantenimiento, y todos los parámetros meteorológicos

necesarios para la previsión meteorológica local pueden medirse directamente. Estos son ideales para zonas montañosas o climas donde existe una alta variabilidad de las condiciones meteorológicas en tramos de distancia de tan solo unos pocos kilómetros. De esta manera, puede particularizarse cada tramo de la línea.

A continuación, se van a revisar algunos tipos de tecnologías:

### **Monitorización de la temperatura del conductor**

Se trata de uno de los sistemas más utilizados y desarrollados comercialmente. Este tipo de monitorización cuenta con sistemas de supervisión directa e indirecta.

En la supervisión directa, la temperatura del conductor se controla mediante un sensor instalado en el conductor que mide su temperatura superficial. La temperatura se mide directamente del conductor, pero se obtiene la temperatura del punto específico en el que se ha instalado el dispositivo por lo que, en líneas muy largas, habría que instalar más dispositivos para obtener unos resultados más fiables, ya que a lo largo del conductor (sobre todo en líneas largas) no se mantenga la misma temperatura.

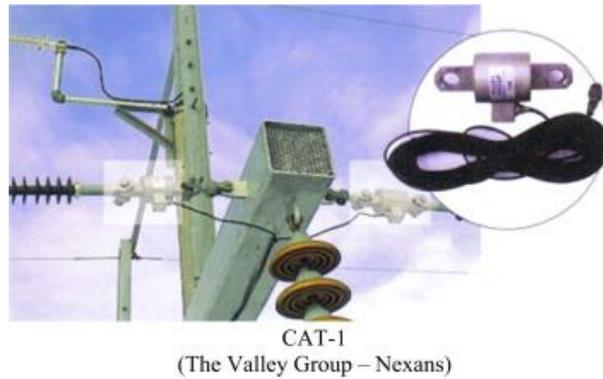
Los equipos de supervisión indirecta utilizan termómetros o cámaras de infrarrojos para medir la temperatura del conductor. Estos dispositivos no se instalan directamente en el conductor por lo que su instalación es más sencilla. [10][11]

### **Monitorización de la tensión del conductor**

Para la monitorización de la tensión del conductor, se instalan los dispositivos entre la torre y el cordón aislante de modo que quedan aislados eléctricamente del conductor y miden la fuerza mecánica entre la línea y la estructura. Este sistema permite monitorizar las características físicas del conductor, pero es preciso para parar la transmisión para poder instalar el dispositivo.

Existe una relación directa entre los valores de tensión y los valores de flecha, y por esta razón, la monitorización de la tensión es un buen indicador del estado de la línea. La flecha se calcula en función del valor de la tensión, la longitud del tramo y el peso por unidad de longitud del conductor.

Únicamente existe un sistema comercial de control de tensión: *CAT-1*, Figura 4. Este sistema está calibrado para establecer la relación entre la tensión y la temperatura del conductor. Además, cuenta con un sistema especial que permite medir los valores meteorológicos de forma indirecta. También, la Universidad del País Vasco UPV/EHU ha desarrollado el sistema de Monitorización de Tensión y Ampacidad (TAM). Este sistema se basa en la monitorización de la tensión del conductor, la temperatura ambiente, la radiación solar y la intensidad de la corriente. [12][13]



**Figura 4 Sistema comercial basado en monitorización de tensión del conductor.**

### **Monitorización de la flecha**

Aunque hay diferentes sistemas propuestos para la monitorización de la flecha en tiempo real, actualmente sólo existe un sistema comercial, *Sagometer*, Figura 5. Es un sistema basado en el procesamiento de imágenes. Una cámara de video situada en la torre analiza el movimiento del conductor, de este modo, el sistema captura y procesa las imágenes y calcula la flecha. Este sistema puede tener grandes dificultades para verificar y validar la calibración. Por otro lado, cuenta con una instalación sencilla ya que no hace falta maniobrar sobre el conductor. [14]



**Figura 5 Sistema comercial basado en monitorización de flecha.**

### **Monitorización de vibraciones**

Una de las propuestas más firmes para este tipo de monitorización fue desarrollada en Bélgica. Esta determina el valor de la flecha mediante el análisis de la vibración del conductor. Para ello, se colocan monitores equipados con sensores altamente sensibles directamente sobre la línea y miden cualquier movimiento que pueda darse en el conductor, de este modo, los datos son procesados y puede calcularse la flecha. *Ampacimon* es una de las empresas desarrolladoras de este sistema, Figura 6. Este tipo de dispositivos requieren una instalación sobre el conductor y pueden tener problemas de calibración. [15][16]



**Figura 6 Sistema comercial basado en monitorización de vibraciones.**

### **Monitorización del campo electromagnético**

Se trata de un sistema sin contacto que utiliza sensores que monitorizan el campo magnético de CA en tiempo real. Estos sensores se colocan debajo de los conductores de fase y miden las corrientes trifásicas del sistema, la distancia del conductor y la temperatura máxima. Una desventaja de este sistema es que puede encontrarse con interferencias electromagnéticas. [17]

### **Monitorización del clima**

Como se ha explicado antes, la monitorización del clima puede hacerse mediante modelos numéricos y estadísticos o mediante mediciones reales del propio lugar. Se trata del sistema de monitorización más simple de todos.

En el caso de modelos numéricos y estadísticos, principalmente se basan en la meteorología histórica del emplazamiento, aunque pueden utilizarse otras fuentes de información. De esta manera, complejos programas de cálculo analizan los datos y predicen las condiciones meteorológicas. Las ventajas de este sistema es que apenas requieren instalación, pero normalmente estos sistemas son propensos a errores en predicciones a tiempo real.

Por otra parte, los modelos que se basan en las mediciones obtenidas en el propio lugar tratan de medir la velocidad del viento y la dirección, temperatura y la radiación solar, haciendo un análisis completo de las condiciones ambientales del lugar. Estos sistemas hacen buenas mediciones a tiempo real, pero se necesitan varias estaciones meteorológicas para cubrir grandes superficies. [7][8][9]

## **3.2. PRECISIÓN Y FIABILIDAD**

La precisión y la fiabilidad del DLR son fundamentales para el éxito de la tecnología, pero las imprecisiones pueden surgir tanto por errores de medición como de modelización.

Los errores de medición pueden surgir por diversos motivos. Mediciones imprecisas o sensores de medición mal calibrados, también pueden funcionar mal o descalibrarse por culpa de una pérdida de conectividad de las comunicaciones. Se han dado casos en los que algunos sensores de medición directa no son capaces de medir con precisión los parámetros de la línea de transmisión durante los períodos de carga ligera.

Los errores de modelización pueden darse por modelos matemáticos inexactos, resultando en errores de previsión meteorológica, también pueden darse errores en la recogida de datos topológicos del circuito y del conductor. Por ejemplo, el CIGRE ha documentado algunos casos de que, en las líneas eléctricas más antiguas, las propiedades térmicas y mecánicas del conductor pueden haber sufrido alguna variación con el tiempo debido al envejecimiento, lo que produce resultados inexactos o desviaciones en los cálculos.

Estos casos de error pueden generar desconfianza en la capacidad de la DLR para actuar con precisión y fiabilidad. El desarrollo de metodologías y soluciones para abordar estos problemas es fundamental para una mayor adopción de la DLR. Algunas estrategias que se están investigando actualmente emplean valoraciones de la línea eléctrica de forma más conservadora para reducir cualquier tipo de imprecisión que pueda llegar a darse. [20][21][35]

### **3.3. COSTE DE IMPLEMENTACIÓN**

Aunque los sistemas DLR son relativamente baratos en comparación a los sistemas actuales, el coste de estos sistemas y su implementación no pueden ser pasados por alto. Estos costes no solo abarcan el dispositivo a utilizar y su instalación, sino que también el coste asociado al análisis y estudio del emplazamiento.

Este análisis previo trata de determinar el tipo de tecnología a utilizar, la búsqueda de las líneas afectadas por la sobrecarga de la capacidad de transporte, el número de dispositivos a instalar y sus ubicaciones pertinentes para poder asegurar una información fiable y precisa para toda la línea. Identificar estos "tramos críticos" no es tan trivial como parece y esto repercutirá en el coste de la implantación del DLR.

A pesar de todos los gastos asociados, la implementación de sistemas DLR es mucho más económica que la reconstrucción de la línea entera. En un estudio realizado en 2017 por *American Electric Power (AEP)*, se simuló un hipotético despliegue de DLR en tres tramos de una línea de transmisión de 345 kV, de 35 km. Contando los sistemas DLR disponibles en el mercado, la instalación y la puesta en marcha habrían costado aproximadamente 500.000 dólares y habrían generado un ahorro neto de congestión de más de 4 millones de dólares en el estudio de un año de duración. [22] Este resultado indicaría un periodo de amortización de dos meses. Como punto de comparación, si esa línea se hubiese reconstruido, el coste ascendería entre 22 y 176 millones de dólares según una estimación del coste por km de *Pacific Gas & Electric*. [23]

En general, no hay estudios que analicen el periodo de amortización de la DLR en el panorama técnico actual y en las condiciones del sistema eléctrico. Es necesario mejorar los estudios para cuantificar y comprender mejor las repercusiones financieras (por ejemplo, los costes y los beneficios) de la DLR. [24] [34]

### **3.4. APLICACIONES EN INSTALACIONES REALES**

El DLR es una opción tecnológica que está disponible desde hace más de 20 años, pero aún no se ha adoptado a gran escala. Sin embargo, se han realizado varias investigaciones destacadas a pequeña escala y han permitido probar diferentes ejemplos de productos comerciales. En la Tabla 1, se recogen algunas conclusiones de estudios en casos reales de aplicación.

Entidad	Año	Experiencia
REE	1998	Se instrumentaron las líneas de transmisión de 400 kV alrededor de Madrid y el flujo de datos se incorporó a la sala de control. Los datos obtenidos por los DLR mostraron un margen prometedor para aumentar la capacidad de las líneas. [33]
Northen Ireland Electricity	2009	Con el fin de solucionar la congestión provocada por la ampliación de los parques eólicos. Se instrumentó y estudió una línea de 110 kV. Se demostró que la potencia de la línea podía aumentar entre un 10% y un 20% en la mayoría de los lugares remotos, y un 26% en algunos casos. [25]
RTE (Francia)	2011	Se probó un sensor de flecha en varias líneas de 400 kV y se comprobó que era lo suficientemente preciso como para utilizarlo en los cálculos de ampacidad. Sin embargo, consideraron que se necesita más investigación para integrar adecuadamente los nuevos datos en las salas de control. [26]
Kepeco	2013	En corea del sur, se analizó el uso de DLR para varias líneas de transmisión con el fin de resolver problemas interrupción en algunas partes de su sistema. Se comprobó que la DLR permitía aumentar la carga máxima en un 35% con respecto a los valores actuales de forma segura. [27]
NYPa	2013	Se evaluó una serie de sistemas y tecnologías DLR, y se encontró una correlación positiva entre el aumento de la capacidad en tiempo real y el aumento de la generación eólica, y también aumentos de capacidad entre el 30 y el 44% respecto a los valores nominales. [33]
Oncor	2013	Este proyecto se centró en la supervisión de toda una línea de transmisión e incluyó la integración del DLR en los sistemas de control. Se observaron aumentos de capacidad de entre el 6 y el 14%, disponibles durante más del 83% del tiempo. [28]
Idaho Power	2013-2018	Mediante un DLR basado en la meteorología proporcionó un mayor conocimiento de la situación de más de 700 km de líneas de transmisión en un terreno muy complejo y ayudo a la descongestión de las líneas sobrecargadas. [29][30]
AltaLink	2015	Realizó un análisis para la instalación de una planta eólica en Canadá y descubrió que la refrigeración de las líneas evitaba la necesidad de actualizar el sistema. Otros análisis mostraron un aumento medio del 22% de la capacidad sobre los valores nominales estáticos el 76% de las veces. [31]
World Bank (Vietnam)	2016	En su hoja de ruta de la red inteligente para Vietnam, el DLR se identificó como una herramienta para mejorar la eficiencia operativa y aliviar las preocupaciones en las líneas que están experimentando un rápido crecimiento de carga. [32]

**Tabla 1 Recopilación de casos de aplicación de sistemas DLR**

### **3.5. DISEÑO DE PARQUES EÓLICOS EN LA ACTUALIDAD**

Actualmente, dentro de las energías renovables, el sector eólico es uno de los que está experimentando un mayor crecimiento en los últimos años. Cada vez son más las instalaciones eólicas por todo el mundo tanto en tierra como en mar y cada vez los aerogeneradores son capaces de generar más potencia y cuentan con mejores tecnologías.

Son muchas las empresas que se dedican a este sector, desde fabricantes de aerogeneradores, transportistas, analistas de recurso eólico hasta ingenierías encargadas de todo el proceso de diseño y fabricación.

Desde el estudio del recurso eólico de un emplazamiento hasta la puesta en marcha del parque eólico es un proceso complejo que puede durar muchos años de trabajo. La fase de oferta de un parque eólico es un proceso esencial en cualquier proyecto, ya que esta determina factores importantes como las pérdidas que se darán en el parque, la instalación del cualquier equipo de compensación e incluso el presupuesto estimado de la toda la obra.

Con todos estos factores la entidad interesada en realizar un parque puede saber cómo de rentable puede salir la construcción. Por ello, un correcto dimensionamiento puede resultar determinante en cualquier tipo de instalación.

Las ingenierías encargadas de hacer este tipo de ofertas, con el paso de los años, han ido optimizando sus procesos de cálculo y criterios de diseño en base al desarrollo tecnológico y la experiencia obtenida por la empresa. Hoy en día, se utilizan softwares de simulación muy precisos capaces de analizar casi cualquier situación de funcionamiento del parque y dependiendo de la ingeniería encargada se utilizan diferentes programas de simulación como *PSCAD*, *DigSilent*, *ETAP*...

Debido a la alta competencia del sector, muchos de los criterios o requisitos de diseño utilizados por las empresas permanecen confidenciales. SGRE, empresa líder en el sector eólico, ha permitido conocer mediante el desarrollo de este proyecto algunos de sus criterios para el diseño de las redes eléctricas de sus parques.

## 4. REQUISITOS DE DISEÑO

En este apartado, se recogen tanto los requisitos impuestos por el cliente para el diseño del parque como los criterios propios de SGRE (*Siemens Gamesa Renewable Energy*) para la realización de cualquier tipo de parque eólico.

El cliente ha establecido que el parque eólico (PE) debe tener una eficiencia alta. Esto implica que tanto las pérdidas a plena carga como a régimen variable no deben superar el umbral establecido, recogido en la Tabla (2):

RÉGIMEN	LÍMITE DE PÉRDIDAS
Plena carga	3,50%
Régimen variable	3,00%

**Tabla 2 Límite de pérdidas eléctricas por tipo de régimen.**

El otro requisito requerido por el cliente es en referencia a los equipos de compensación de reactiva. El cliente ha establecido que tiene preferencia el uso de baterías de condensadores frente a dispositivos *STATCOM* en caso de necesitar algún tipo de compensación. El motivo de este requisito es únicamente económico.

Puesto que el cliente no ha indicado ningún requisito más, a continuación, se recogen los criterios estándar seguidos por SGRE.

Dentro de dichos criterios se tienen en cuenta:

- Trazado.
- Tipo de zanja.
- Cables de red de MT.
- Celdas de Aerogeneradores.

### 4.1. TRAZADO

El trazado de la red de MT del parque eólico viene definido por la posición de los aerogeneradores dentro del emplazamiento y la posición de éstos se determina según los estudios realizados previamente sobre el recurso eólico de la zona y las limitaciones orográficas. Los criterios que sigue SGRE para el trazado de la red de MT son los siguientes:

- Las zanjas deben ser lo más rectilíneas posibles, evitando ángulos pronunciados. La norma: IEC 183:1984 establece que en caso de que haya algún ángulo, los radios mínimos de curvatura que deben tener, nunca deben ser inferiores a 1 m.
- La profundidad de los cables en la zanja viene dada, por un equilibrio entre la humedad del terreno y la disipación de calor a la atmosfera. Normalmente este valor se toma como 1 metro.
- De forma habitual, los cables suelen instalarse directamente enterrados y convirtiendo el acceso a los aerogeneradores bajo tubo. El paso de viables debe ser también bajo tubo dejando siempre, como mínimo, un tubo de reserva.
- Por cuestiones técnicas, económicas y ambientales es muy aconsejable que la zanja de los cables transcurra paralela a los caminos de acceso a los aerogeneradores,

por norma general no se permitirá que una zanja de MT transcurra de forma longitudinal por debajo de un vial.

- Nunca podrán coexistir 2 cables de tierra en una misma zanja, si dos ternas de cables confluyen en una misma zanja, se realizará una soldadura entre los dos cables de tierra.
- El trazado de las zanjas nunca transcurrirá por debajo de las plataformas de montaje principal de los aerogeneradores.
- El trazado de las zanjas acometerá a las cimentaciones de manera perpendicular o radial. El trazado de las zanjas deberá evitar, siempre que sea posible y se disponga de la información necesaria en de manera previa a realizar el diseño del trazado, zonas con nivel freático inferior a 2 m, zonas inundables o especialmente húmedas.
- Se deberá verificar la información topográfica disponible durante la fase de diseño de redes adaptando la ingeniería básica si fuera necesario de manera que se eviten zonas previsiblemente inundables. Si se detectan estas zonas en el trazado se deberá modificar o bien el mismo o el tipo de sección (relleno) por otro más adecuado.
- No se permitirá el trazado de zanjas en trinchera en zonas con mucho desmonte y terraplén. En estos casos se utilizarán las cabezas de desmonte y los pies de terraplén para el trazado de las zanjas. En caso de existir limitaciones constructivas, se deberá ampliar la explanada del vial para alojar la zanja en al lado desmonte.

## 4.2. TIPO DE ZANJA

En cuanto al tipo de zanja, SGRE define como norma general para todos sus estudios que en una misma zanja nunca se podrá alojar más de 4 ternas de cables de MT y que en tramos de cable de MT de doble terna, no se permite separar las ternas en zanjas distintas.

En el apartado 12 del proyecto (Planos), se recogen las medidas estándares utilizadas por SGRE para los distintos tipos de zanja utilizados en el proyecto.

## 4.3. CABLES DE LA RED DE MT

Los cables seleccionados para la red de MT que conectarán los aerogeneradores entre sí y con las celdas de la subestación serán del fabricante PRYSMIAN. Son cables apropiados para soportar la tensión nominal del sistema de MT. El tipo de cable a seleccionar será unipolar, con conductor de aluminio, con aislamiento XLPE y sin armadura.

Las características eléctricas de este tipo de cables se recogen en la Tabla 3:

SECCIÓN DEL CABLE [mm <sup>2</sup> ]	I <sub>MAX</sub> [A]*	I <sub>ADM</sub> [A]**	R <sub>AC 90°C</sub> [Ω/km]	X [Ω/km]	C [μF/km]	I <sub>cc</sub> [kA]
XLPE 95 AL	205	205	0,430	0,132	0,167	8,98
XLPE 120 AL	235	235	0,321	0,127	0,183	11,34
XLPE 150 AL	260	260	0,277	0,123	0,192	14,17
XLPE 185 AL	295	295	0,209	0,120	0,213	17,30
XLPE 240 AL	345	345	0,168	0,114	0,229	22,68
XLPE 300 AL	390	390	0,128	0,111	0,254	28,35
XLPE 400 AL	445	445	0,105	0,106	0,277	37,79
XLPE 500 AL	505	505	0,084	0,102	0,306	47,24

XLPE 630 AL	575	575	0,063	0,098	0,335	59,52
XLPE 800 AL	635	635	0,051	0,094	0,374	75,60

\*  $I_{MAX}$ : Intensidad máx. admisible en servicio permanente según las condiciones estándar de catálogo

\*\*  $I_{ADM}$ : Intensidad admisible en servicio permanente según las condiciones específicas del proyecto.

**Tabla 3. Características eléctricas de los cables del sistema de MT.**

Las condiciones de instalación del sistema de MT son las siguientes:

- Instalación directamente enterrada.
- Disposición al tresbolillo.
- Temperatura del terreno = 25 °C
- Resistividad térmica del terreno = 1,5 K·m/W
- Profundidad de instalación = 1 m

El dimensionamiento de la sección de los cables de MT atiende a los siguientes criterios:

- **Ampacidad o calentamiento:** La sección elegida para cada tramo de cable debe ser capaz de transportar la máxima corriente que pueda circular por cada cable sin sobrepasar la temperatura de operación permanente del aislamiento. Los factores de corrección utilizados se corresponden con la metodología de cálculo de la norma IEC 60502.
- **Caída o elevación de tensión:** Por tratarse de una instalación de generación se limitará la elevación de tensión desde las barras de MT de la subestación de parque hasta las bornas de MT de los transformadores de aerogenerador, de manera que esta desviación no supere los límites que permiten la operación de los aerogeneradores dentro de su rango de capacidades nominales. De esta manera se posibilita la contribución de los aerogeneradores al control de reactiva.
- **Pérdidas eléctricas:** Se tomará como referencia el 3,5% como valor máximo de pérdidas a régimen variable del parque al completo. Este criterio se tendrá en cuenta siempre y cuando no implique secciones anormalmente grandes que conlleven un impacto económico importante o un carácter del parque extremadamente capacitivo en bajas cargas.
- **Cortocircuito:** Cualquier cable será capaz de soportar el cortocircuito existente durante 1 s sin que la temperatura del conductor supere los 250 °C. De esta forma, se permite la actuación de las protecciones de sobreintensidad antes de que los cables resulten dañados. Debido a que en el momento de realización de esta memoria no hay datos de cortocircuito, se ha optado por estimar un valor conservador de cortocircuito en el PCC de 31,5 kA.

Para los criterios de ampacidad y caída de tensión, se toma la hipótesis conservadora de que los aerogeneradores trabajan a  $\cos \varphi = 0,95$  cap.

#### **4.4. CELDAS DE AEROGENERADORES**

Los cables de la red de media tensión se conectan a los distintos aerogeneradores a través de terminales ubicados en las celdas de cada aerogenerador, las características de las celdas dependen de las secciones de conductores, así como de la ubicación de los aerogeneradores, una celda de media tensión de un aerogenerador varía dependiendo de si es confluencia o final de circuito.

En el caso de que un aerogenerador sea final de circuito, la celda solo tendría una conexión de entrada y una de salida, en cambio si se trata de una celda confluencia, podría llegar a tener varias conexiones con distintos aerogeneradores.

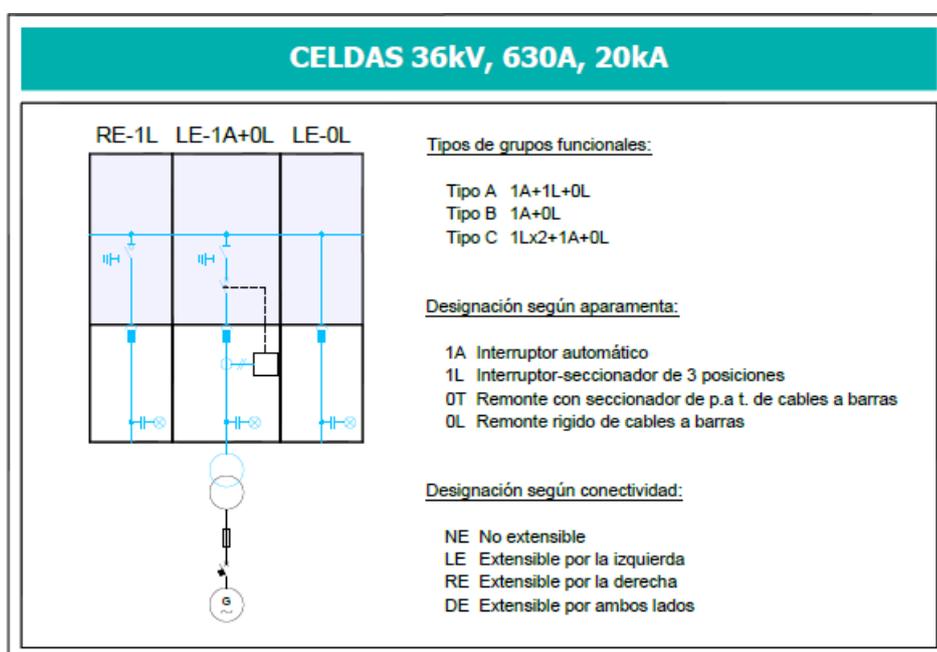
Como norma general se van a seguir el siguiente criterio para los terminales de los aerogeneradores.

Los terminales según la aparamenta pueden ser:

- 1A Interruptor automático.
- 1L Interruptor-seccionador de 3 posiciones.
- 0T Remonte con seccionador de cables a barras.
- 0L Remonte rígido de cables a barras.

Las celdas pueden estar formados por los siguientes grupos funcionales Figura 7:

- Tipo A: 1A + 1L + 0L.
- Tipo B: 1A + 0L.
- Tipo C: 1L x 2 + 1A + 0L.



**Figura 7 Celdas 36 kV, 360 A, 20kA**

#### 4.5. RED DE TIERRAS

Los cables de la red de MT serán de cobre desnudo de 50 mm, acero inoxidable desnudo de 95 mm<sup>2</sup> o cualquier material alternativo aceptado por las normas. El cable de tierra de la zanja se conectará a las pletinas de tierra de cada aerogenerador y de la subestación, con soldaduras aluminotérmicas, según la norma UNE-21017.

#### 4.6. RED DE FIBRA ÓPTICA (F.O.).

Para los criterios básicos de diseño para la red de fibra óptica se tiene en cuenta la norma IEC 61300-3-35. Donde SGRE considera:

- Se cuenta con que debe existir una manguera de al menos 8 FO, por cada circuito de MT.

- Para cada caja de interconexión de FO de un aerogenerador, debe acometer un número de FO igual a 8 veces el número de aerogeneradores adyacentes.
- Los cables FO serán de tipo monomodo, preparados para instalación directamente enterrada.

#### **4.7. EMPALMES EN MT**

Cuando se efectúa una conexión entre dos cables de media tensión, se produce una interrupción en la simetría del cable. A consecuencia de esto, el campo eléctrico se hace enormemente heterogéneo en algunos puntos en particular, lo que aumenta el riesgo de que se produzca una descarga parcial, roturas o picos.

Para evitar estos problemas, se utilizarán empalmes de media tensión óptimos con el fin de reducir las intensidades de campo elevadas a un valor que no resulte crítico.

Según la normativa UNE-HD 629-1 todos los empalmes deben contar con un elemento de control de estrés elemento de aislamiento, tubo semiconductor, pantalla metálica, funda exterior y unión.

## 5. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

El PE CABEZA GORDA se sitúa en la zona suroeste de la provincia de Salamanca y está formado por un total de 20 aerogeneradores del modelo SG5.0-145 AM+1 (T 115m). Este tipo de aerogenerador tiene una potencia nominal de 5,2 MW, una altura de buje de 115 m y un diámetro de rotor de 145 m.

Mediante el uso de este modelo de aerogenerador se obtendrá una capacidad total instalada de 104 MW.

En el proceso de ubicación de los aerogeneradores se han tenido en cuenta las pérdidas por efecto estela, por lo que se han respetado las distancias mínimas entre aerogeneradores para que las pérdidas sean despreciables. De tal modo que los aerogeneradores quedarían distribuidos en las coordenadas de la Tabla 4:

<b>PE CABEZA GORDA 20xSG5.0-145 AM+1 – 104MW</b>		
<b>WTG</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
WTG 01	721449	4492346
WTG 02	721826	4491672
WTG 03	722917	4491465
WTG 04	723397	4491435
WTG 05	723907	4491394
WTG 06	724551	4494972
WTG 07	724977	4494745
WTG 08	725597	4494390
WTG 09	726002	4490747
WTG 10	726375	4490468
WTG 11	726298	4489777
WTG 12	726597	4489478
WTG 13	727707	4492060
WTG 14	728105	4492053
WTG 15	728486	4491987
WTG 16	728738	4491391
WTG 17	721626	4491996
WTG 18	722433	4491430
WTG 19	726036	4493908
WTG 20	726827	4493879

**Tabla 4 Coordenadas UTM de los aerogeneradores.**

Cada uno de estos aerogeneradores está conectado a un transformador propio que se encuentra instalado en la torre del aerogenerador con el fin de elevar la tensión de salida de los aerogeneradores (BT), hasta la tensión de distribución interna del parque (Red de MT).

Estos transformadores se conectan con la subestación eléctrica por medio de circuitos eléctricos. Los circuitos son trifásicos y van enterrados en zanjas situadas a lo largo de los caminos del parque. Estos circuitos en los que se agrupan los generadores están diseñados para minimizar las pérdidas por transporte y soportar las sobreintensidades que se dan en los cortocircuitos.

El equipo de delineación de SGRE es el encargado de distribuir el número de aerogeneradores por circuito y determinar la conexión entre los aerogeneradores. En este caso, el parque eólico de Cabeza Gorda, cuenta con un total de 6 circuitos. Donde se distribuyen las siguientes conexiones:

- 3 circuitos de 4 aerogeneradores.
- 2 circuitos de 3 aerogeneradores.
- 1 circuito de 2 aerogeneradores.

Estas distribuciones tratan de repartir los aerogeneradores de la manera más homogénea posible teniendo en cuenta parámetros como la ubicación de los aerogeneradores, la potencia del parque y la geología del lugar.

## **5.1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica que produce cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

El tipo de diseño, así como el trazado depende de la potencia de la instalación, número y localización de los aerogeneradores, punto de red, distancia hasta el mismo y código de red.

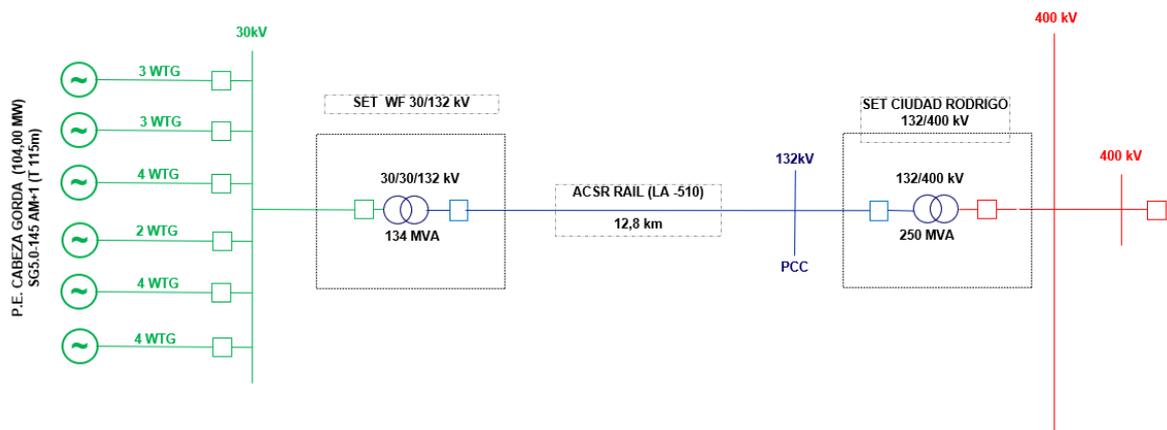
La mayoría de los parques eólicos que se instalan actualmente son de decenas de megavatios, y por lo tanto requieren 2 niveles de transformación. El primero eleva la tensión de la salida de los aerogeneradores, BT, hasta la tensión de distribución interna del parque Red de MT, históricamente en España la red de media tensión era de 20 kV, aunque existe actualmente una tendencia de aumentar la tensión a 30 kV o 33 kV. El segundo nivel eleva la tensión de la red de MT interior del parque al nivel de alta tensión AT. En España los valores de AT que están conectados a los parques eólicos son de 45 kV, 66 kV, 132 kV, 220 kV o 400 kV en algunos casos.

En este caso, el sistema colector de MT está formado por 6 circuitos de 30 kV en instalación subterránea que se conectan al sistema de celdas de MT de la subestación de parque.

En la subestación de parque se eleva la tensión a 132 kV mediante un transformador de 134 MVA de potencia nominal y relación de transformación 132/30 kV. Finalmente, la energía generada se evacúa mediante una línea de 132 kV hasta la subestación la cual tiene una longitud de 12,8 km.

El Punto de Acoplamiento Común (PCC) se ha considerado en las bornas de 132 kV del transformador de subestación.

La Figura 8 presenta el esquema simplificado de la instalación:



**Figura 8 Esquema unifilar del parque.**

## 5.2. AEROGENERADORES

La elección del tipo de aerogeneradores para cualquier proyecto viene dada por los requisitos del cliente. Normalmente suele venir definido por la potencia máxima del parque y el número máximo de posibles posiciones a instalar. Para este proyecto en particular, el cliente ha definido un total de 20 posiciones de aerogenerador del modelo SG5.0-145 AM+1 de 5,2 MW de potencia nominal.

Este tipo de aerogenerador es de eje horizontal, tripala y velocidad variable. Está regulado por un sistema de cambio de paso independiente en cada pala y con un sistema activo de orientación de góndola. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido generado.

En cada aerogenerador además se dispondrán de celdas de protección y elementos de conexión para realizar la entrada y salida de cables que interconectan el conjunto de máquinas de cada uno de los circuitos existentes.

A continuación, se recogen las características eléctricas, técnicas y curvas de potencia del modelo de aerogenerador:

- **Características eléctricas**

Potencia de salida y condiciones de la red	
Potencia nominal	5200 kW
Tensión nominal	690 V
Rango de factor de potencia	0,95 (IND) – 0,95 (CAP)
Generador	
Tipo	DFIG
Máxima potencia	5150 kW
Velocidad Nominal	1120 rpm-6p (50 Hz) 1344 rpm-6p (60 Hz)
Requisitos de red	
Frecuencia nominal de la red	50 – 60 Hz
Tensión mínima	90% de la nominal
Tensión máxima	113% de la nominal

Frecuencia mínima	94% de la nominal
Frecuencia máxima	106% de la nominal

**Tabla 5 Resumen características eléctricas de aerogeneradores.**

- **Características técnicas**

Rotor	
Tipo	3 palas – Eje horizontal
Diámetro	145 m
Área de barrido	16.513 m <sup>2</sup>
Control	Pitch y regulación torque con velocidad variable
Pala	
Tipo	Fibra de vidrio reforzada
Longitud	71 m
Torre	
Tipo	Tubular acero/híbrida
Altura	115 m
Rango de funcionamiento	
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de potencia nominal	11,2 m/s
Velocidad de parada	27 m/s
Velocidad de reinicio	24 m/s

**Tabla 6 Resumen características técnicas de aerogeneradores.**

- **Curva de capacidad de los aerogeneradores**

Los aerogeneradores son las únicas fuentes de potencia controlables en el parque eólico. Estos aerogeneradores están equipados con un convertidor de frecuencia de carga parcial B2B que permite que el aerogenerador pueda funcionar en un amplio rango de factor de potencia. La curva de capacidad del aerogenerador SG5.0-145 se describe a continuación.

El rendimiento reactivo de los aerogeneradores se muestra en las siguientes figuras y tablas bajo las siguientes consideraciones:

- La capacidad de potencia reactiva está referida a los bornes de BT del transformador del grupo electrógeno, donde se colocan los sensores de control y se pueden garantizar los valores anteriores.
- La temperatura y la demanda de potencia reactiva se priorizan. Si la red demanda una potencia reactiva (Q) superior a la permitida para un AM (*Application Mode*), la potencia activa (P) disminuirá.

Las figuras siguientes describen el rendimiento Q del grupo electrógeno disponible para la versión SG 4.X del grupo electrógeno que se puede alcanzar en:

- **Frecuencia nominal Fr.** También se indica el rango de frecuencia más allá de Fr donde las curvas también son válidas.
- **Tensión nominal Ur.** La variación de la capacidad de potencia reactiva dentro del rango de tensión operativa más allá de Ur se indica en la Figura 10.
- **1000 m a.s.l.** (*meters above sea level*).

A lo largo de las figuras:

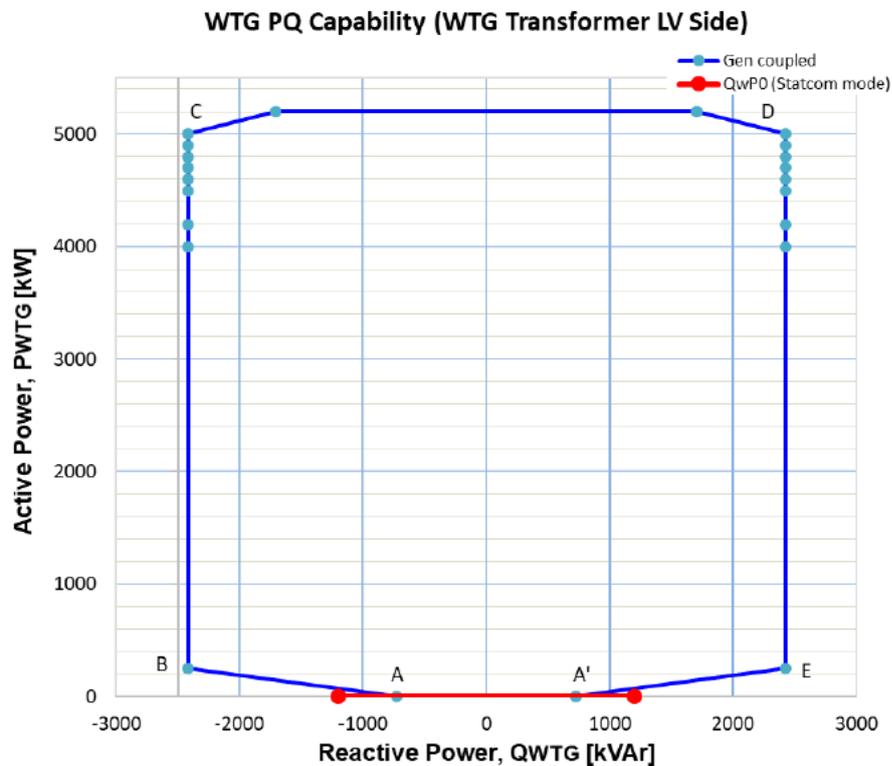
- +Q representa el modo capacitivo: potencia reactiva hacia la red.
- -Q representa el modo inductivo: potencia reactiva absorbida de la red.

El SCADA puede enviar referencias de tensión al aerogenerador en el rango de 0,92 p.u. a 1,08 p.u. (referencias de 0,90 p.u. a 1,10 p.u. en casos específicos). El parque debe estar diseñado para mantener las referencias de tensión de los aerogeneradores entre 0,95 p.u. y 1,05 p.u. durante el funcionamiento en estado estacionario.

En las tablas y figuras se supone que las tensiones de fase están equilibradas, que la frecuencia de funcionamiento de la red y los valores de los componentes son nominales. Las tensiones desequilibradas disminuirán la capacidad de potencia reactiva.

No se tienen en cuenta las tolerancias de los componentes para determinar los parámetros de las curvas. En cambio, las curvas y los datos están sujetos a una tolerancia global de  $\pm 5\%$  de la potencia nominal. La capacidad de potencia reactiva presentada en este documento es la capacidad neta y tiene en cuenta la contribución del sistema auxiliar del aerogenerador, la reactancia y el filtro.

La capacidad de potencia reactiva descrita es válida mientras el aerogenerador funciona dentro de los límites especificados en las condiciones climáticas de diseño.



**Figura 9** Curva de capacidad, aerogenerador de 50 Hz, en lado de baja tensión del transformador del aerogenerador.

PWTG: 5.2 MW		
cos $\phi = \pm 0.95$		
$t^a \text{ ext} \leq 20^\circ\text{C}$		
$F = \pm 2\%f_n$		
$U = -5\%/+12\%U_n$		
	Q (kVAr)	P (kW)
A/A'*	$\pm 726$	0
B	2422	250
C	-1709	5200
D	-1709	5200
E	-2422	250

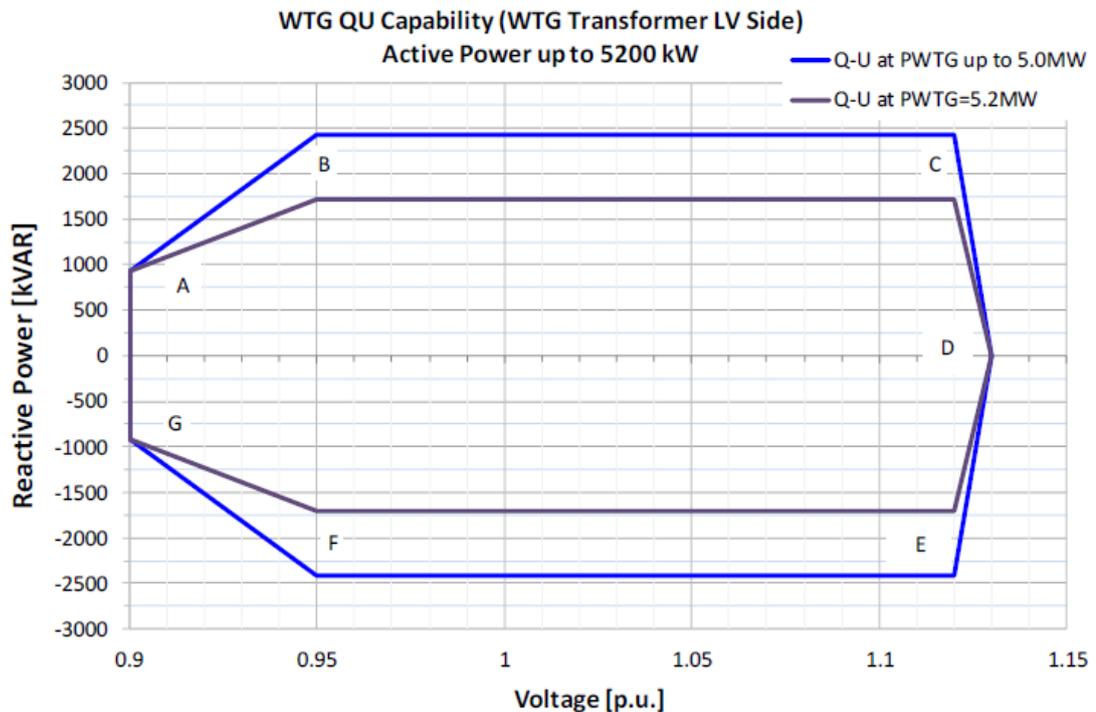
\*Point A'/: WTG in coupled state: Q= $\pm 726$  kVAr applies to -5%/+5% Un. At higher voltage Qcapacitive will be reduced.

**Tabla 7 Valores de curva PQ**

Variación de la capacidad reactiva Q con la tensión y la Fr nominal.

La Figura 10 representa la capacidad de potencia reactiva (Q) indicada anteriormente, considerando la variación del lado de baja tensión (690V).

Se considerará la interpolación lineal entre diferentes puntos de tensión para obtener Q disponible en puntos intermedios.



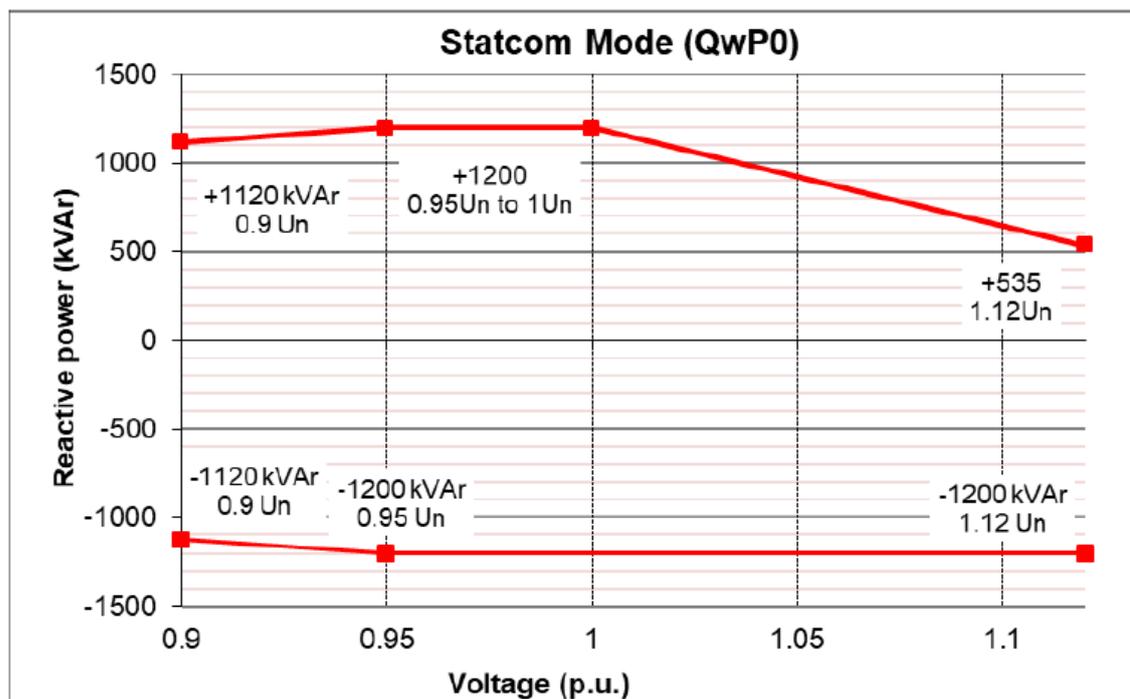
**Figura 10 Curva de capacidad, aerogenerador de 50 Hz, en lado de baja tensión del transformador del aerogenerador.**

PWTG: 5.2 MW		
cos $\phi = \pm 0.95$		
$t^a \text{ ext} \leq 20^\circ\text{C}$		
PWTG = +5%/+100%		
F = $\pm 2\%$		
	Q (kVAr)	U (p.u.)
<b>A</b>	921	0.90
<b>B</b>	1709	0.95
<b>C</b>	1709	1.12
<b>D</b>	0	1.13
<b>E</b>	-1709	1.12
<b>F</b>	-1709	0.95
<b>G</b>	-921	0.90

**Tabla 8 Datos de la curva de capacidad en función de la tensión en el lado de baja tensión del transformador del aerogenerador.**

Estrategia Q a P=0 (QWP0).

El aerogenerador es capaz de proporcionar Q a P=0 (cuando el aerogenerador no está produciendo energía a vientos bajos, en estado de pausa). Esto se denomina estrategia Q a P=0 (QWP0). Este hecho se muestra en la Figura 11.



**Figura 11 Curva de capacidad para condiciones de viento nulo (QWP0).**

Todos los datos están sujetos a tolerancias de acuerdo con la IEC.

Consumo de red durante esta funcionalidad.

La entrega de Q conlleva consumir energía activa de la red, ya que no hay energía activa disponible del generador para alimentar las pérdidas operativas del aerogenerador

(pérdidas del transformador de WTG, conmutación del convertidor y consumos auxiliares). Las pérdidas de conmutación dependen de la Q proporcionada.

Como promedio, las pérdidas internas del WTG que debe alimentarse de la red pueden estar en el rango de 18,6 kW (consumo interno).

Transición de modo QWPO (WTG desacoplado) a modo WTG acoplado y viceversa.

El control del WTG se encargará de que las transiciones sean suaves en el paso del estado acoplado a desacoplado (con la estrategia QwPO activada) y viceversa, para evitar cambios bruscos en la potencia reactiva entregada/absorbida. El control por PLC reducirá o aumentará de forma suave los límites de reactiva antes de acoplar o después de desacoplar el WTG con el fin de evitar grandes saltos en la reactiva entregada/absorbida.

### 5.3. TRANSFORMADORES DE AEROGENERADORES

El transformador del aerogenerador se trata de un transformador de potencia seco, de 5.550 kVA, relación 690/34.500 V, para evacuar la energía generada a través de la red colectora de MT a 30 kV. Las características principales, se recogen en la Tabla 9.

Transformador	
Tipo	Seco
Potencia	5500 kVA
Tensiones $U_{MT}/U_{BT}$	30/0,69 kV
Frecuencia	50 Hz
Pérdidas debidas a la carga ( $P_{Cu}$ )	45 kW
Pérdidas en vacío ( $P_{Fe}$ )	8 kW
Tensión de cortocircuito ( $U_{CC}$ )	8,59%
Regulación de tensión	30 kV $\pm 2 \times 2,5\%$ (DETC)
Grupo de conexión	Dyn11

**Tabla 9 Características eléctricas del transformador de aerogenerador.**

### 5.4. TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN

En la subestación de parque se eleva la tensión a 132 kV mediante 1 transformador de 134 MVA de potencia nominal y una relación de transformación de 132/30 kV.

Las características del transformador de la subestación del PE se recogen en la Tabla 10.

Transformador	
Tipo	Seco
Potencia	134 MVA
Tensiones $U_{AT}/U_{MT}$	132/30 kV
Frecuencia	50 Hz
Pérdidas debidas a la carga ( $P_{Cu}$ )	398,65 kW
Pérdidas en vacío ( $P_{Fe}$ )	59,57 kW
Tensión de cortocircuito ( $U_{CC}$ )	12,5%
Regulación de tensión	30 kV $\pm 10 \times 1,5\%$ (OLTC)
Grupo de conexión	Ynd11

**Tabla 10 Características eléctricas del transformador de subestación.**

Los servicios auxiliares (SS.AA.) de la subestación de parque se tratan como pérdidas eléctricas ya que consumen una pequeña parte de la potencia generada por los aerogeneradores.

Se considera que los sistemas de protección, control y medida, la iluminación y el aire acondicionado/calefacción consumen 25 kW.

## 6. RECURSO EOLICO DEL EMPLAZAMIENTO

Para conocer la importancia de las pérdidas sobre la energía generada, es preciso analizar la capacidad de producción del parque según las condiciones del viento y la curva de potencia de los generadores.

La obtención de los datos correspondientes al recurso eólico de la zona ha sido gracias a una torre de medición situada en la misma localización del PE. Una vez obtenidos esos datos, se envían al departamento de Recurso Eólico de SGRE y ahí son procesados correctamente para su análisis posterior.

La distribución de viento que puede esperarse en cualquier emplazamiento de un parque no es la misma para toda su extensión. No obstante, para la realización de este diseño, se considera una misma distribución de frecuencias de velocidad de viento para todos los aerogeneradores.

La curva de distribución de viento de este parque y la curva de potencia del aerogenerador para una densidad del aire de  $1,08 \text{ kg/m}^3$  queda recogida en la Tabla 11.

Velocidad de viento [m/s]	Curva de potencia [kW]	Frecuencia [%]
0-1	0	1,225%
1-2	0	4,543%
2-3	0	7,955%
3-4	107	10,422%
4-5	329	11,292%
5-6	664	10,967%
6-7	1138	9,960%
7-8	1779	8,952%
8-9	2582	7,618%
9-10	3452	6,192%
10-11	4235	5,135%
11-12	4764	4,080%
12-13	4967	3,243%
13-14	4992	2,431%
14-15	4998	1,780%
15-16	4999	1,314%
16-17	5000	0,942%
17-18	5000	0,633%
18-19	4996	0,451%
19-20	4978	0,306%
20-21	4920	0,208%
21-22	4802	0,140%
22-23	4628	0,087%
23-24	4432	0,053%
24-25	4247	0,035%
25-26	4096	0,020%

26-27	3977	0,011%
27-28	0	0,000%
28-29	0	0,000%
29-30	0	0,000%

**Tabla 11 Curva de potencia y distribución de viento.**

## 7. REQUISITOS DEL CODIGO DE RED

Para analizar el cumplimiento de los requisitos de reactiva y de las tensiones en el Punto de conexión a red (PCC), se debe hacer un estudio de flujo de cargas teniendo en cuenta la normativa vigente. De acuerdo con la Propuesta del P.O. 12.2 Código de Red español [35], el PE CABEZA GORDA debe cumplir los siguientes requisitos:

...

### 2.3.2 Capacidad de potencia reactiva.

2.3.2.1. *Módulos de parque eléctrico tipo D.* La capacidad de potencia reactiva se requiere en el punto de conexión, en consecuencia, y con carácter general, los módulos de parque eléctrico tipo D tendrán que compensar toda la energía reactiva, ya sea generada o absorbida, desde su instalación hasta el punto de conexión. No obstante, con carácter excepcional el titular y el gestor de red pertinente podrán acordar condiciones diferentes.

Se distinguen dos situaciones en relación con la capacidad de potencia reactiva de un módulo de parque eléctrico tipo D:

a) *Capacidad de potencia reactiva a su capacidad máxima (Pmax).* La capacidad de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico será tal que, dentro del rango de tensión  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, deberán disponer de capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva (Q) dentro de un rango mínimo obligatorio de tal manera que modificarán su producción/absorción de potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/Pmax de la figura 10.

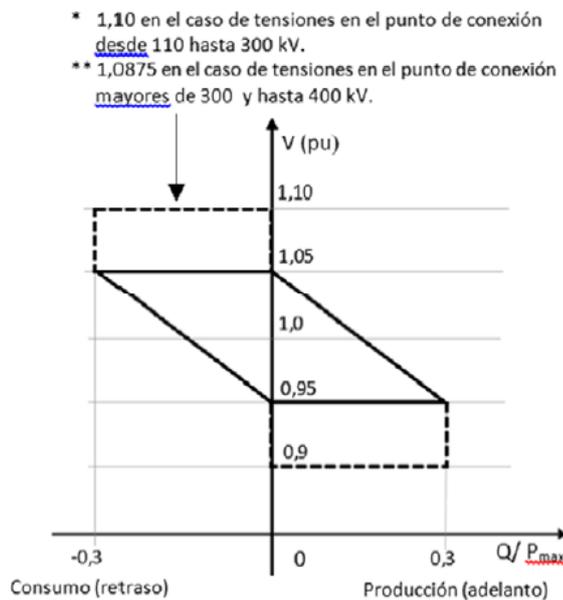


Figura 10. Diagrama U-Q/P<sub>max</sub> de un módulo de parque eléctrico tipo D.

Durante el funcionamiento en régimen permanente y fuera del rango de tensiones  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, los módulos de parque eléctrico tipo D inyectarán/absorberán potencia reactiva según la respuesta del control de tensión (ver apartado 2.3.3), con las limitaciones que, por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones, imponga la producción de potencia activa. Es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de referencia (P0) se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.

Adicionalmente, los módulos de parque eléctrico tipo D deberán suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima en todo el rango de tensión en el que se requiere que funcionen durante un tiempo ilimitado (ver apartado 2.1). En concreto, la capacidad para suministrar potencia reactiva a la capacidad máxima ( $P_{max}$ ) dentro de estos rangos de tensión aparece representada en el diagrama U-Q/ $P_{max}$  de la figura 10 con unas extensiones de línea a trazos, sin que sea necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3. Esta capacidad se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama U-Q/ $P_{max}$  con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama U-Q/ $P_{max}$  derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3.

b) Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima ( $P < P_{max}$ ). En esta situación, los módulos de parque eléctrico deberán ser capaces de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro del perfil P-Q/ $P_{max}$  establecido en la figura 11, siempre que todas las unidades del módulo de parque eléctrico que generan energía estén técnicamente disponibles, es decir, que no estén fuera de servicio debido a mantenimiento o avería. En caso contrario, el gestor de red pertinente en coordinación con el operador del sistema admitirá una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las unidades disponibles.

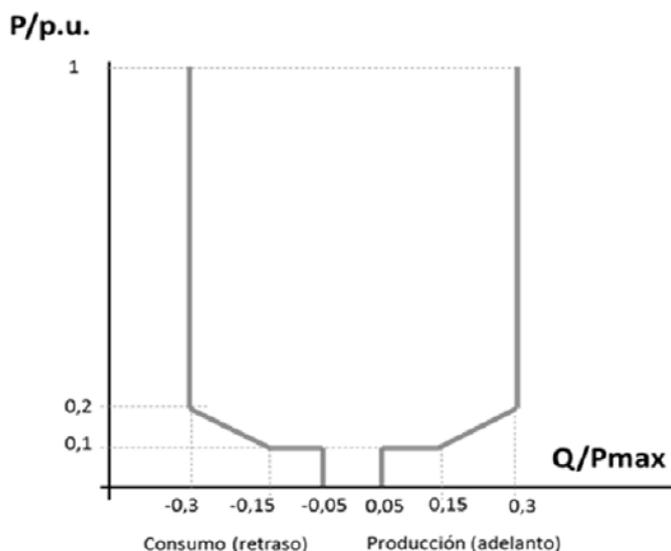


Figura 11. Perfil P-Q/ $P_{max}$  de un módulo de parque eléctrico tipo D.

Para rangos de operación en los que el módulo de parque eléctrico se encuentre inyectando potencia reactiva entre 0,2 y 0,3 de la capacidad máxima, de acuerdo con la figura 11, se permitirán tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, no siendo necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3.

### 2.3.3 Modos de control de potencia reactiva

Salvo indicación en contra del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema, el control de tensión de los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D se configurará por defecto con los parámetros siguientes:

- a) La pendiente se ajustará en el 2 %.
- b) Se operará sin banda muerta. No obstante, se acepta una banda de insensibilidad menor o igual al  $\pm 0,2$  % de la tensión nominal.
- c) El tiempo  $t_1$  será de 1 segundo y  $t_2$  de 5 segundos.

El modo de control de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico tendrá capacidad técnica para recuperar la respuesta de potencia reactiva consignada tras un cambio repentino en las condiciones del nudo de conexión a la red, en un tiempo inferior a 1 minuto con la precisión especificada en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

Asimismo, el modo de control de factor de potencia del módulo de parque eléctrico deberá tener capacidad técnica para recuperar la respuesta del factor potencia de consigna en un tiempo inferior a 1 minuto tras un cambio repentino en la potencia activa o en el valor de la tensión, dentro de los rangos de capacidad de potencia reactiva requeridos. La precisión debe ser tal que el valor del error absoluto de la potencia reactiva sea menor del 5 % de la capacidad máxima de potencia reactiva del módulo de generación.

Con el fin de que las actualizaciones de las consignas de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia, en su caso, no interfieran con las dinámicas de movimiento de los cambiadores de tomas, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) El gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema no actualizará las tensiones de consigna del punto de conexión a la red con tiempos tan rápidos que puedan provocar interferencias.
- b) Si el módulo de parque eléctrico realiza algún tipo de traslación de la tensión de consigna a terminales de unidades de generación, se hará sin que se ocasione ningún tipo de oscilación ni inestabilidad.

El gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, podrá modificar los parámetros establecidos en este apartado, manteniéndose siempre dentro de los rangos estipulados en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

...

### **Norma Técnica de Supervisión (NTS)**

Adicionalmente, se ha desarrollado una norma de supervisión (NTS) para el cumplimiento del Código de Red, "Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631" (Revisión 2.0 - 03/11/2020), la cual modifica o complementa, en ciertos puntos, algunos de los valores de los requisitos de reactiva definidos en el propio Código de Red.

La NTS clasifica los parques eólicos en 3 tipos diferentes en función de las infraestructuras compartida hasta el punto de conexión:

- Parques con nudos NO compartidos (Procedimiento general)
- Parques con nudos compartidos caso A (punto de verificación situado en lado AT transformador SET parque)
- Parques con nudos compartidos caso B (punto de verificación situado en lado MT transformador SET parque)

Acorde a las definiciones anteriores, el PE CAEBZA GORDA se trata de un parque con nudo compartido **Caso A** (punto de verificación situado en lado MT trafo SET parque).

Los requerimientos para este tipo de parques son:

...

#### **7.4.2.2. Procedimiento de modelado alternativo en BC.**

En caso de que desde BC del MGE en verificación hasta el PCR existan instalaciones de conexión compartidas, o en previsión de ser compartidas con otros MGE, la evaluación de la conformidad de las capacidades de potencia reactiva del MGE en el PCR se complica. Los requisitos de potencia reactiva recogidos en el Reglamento, en [2] y en [3] aplican en el PCR, no obstante, teniendo en cuenta que la evaluación en el PCR no siempre será posible, y en aras de simplificar el proceso de evaluación de la conformidad, en este subapartado se propone un procedimiento alternativo al descrito en el subapartado 5.7.3.1.

Se aceptará la evaluación de la conformidad de los requisitos de capacidad de potencia reactiva en BC del MGE en lugar de en el PCR. No obstante, es de resaltar que esta simplificación de la evaluación de la conformidad del requisito en BC del MGE conlleva que, en algunos puntos de operación del MGE, los valores de potencia reactiva requeridos en BC del MGE difieran de los requeridos en [2], es decir de los requeridos en el PCR.

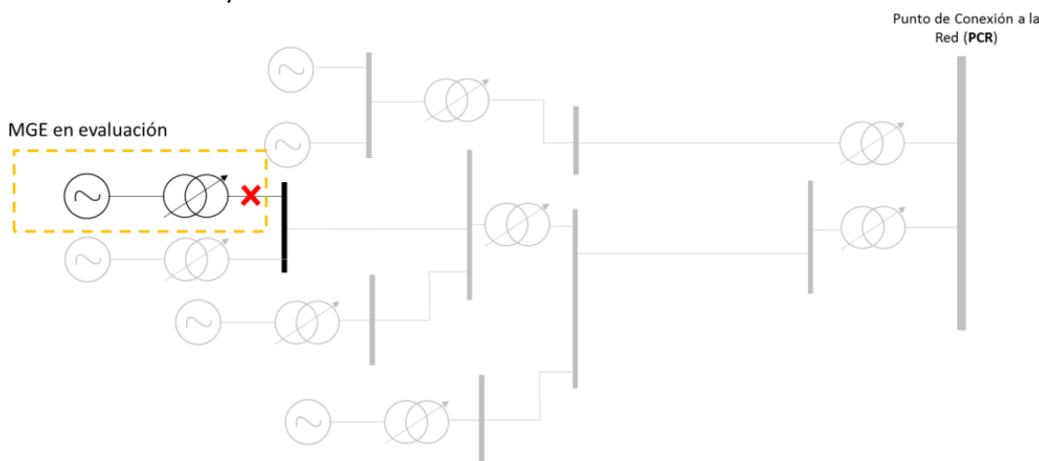
Para la obtención del certificado de MGE a partir de pruebas a nivel de UGE o certificados de UGE, será necesaria la realización de una simulación complementaria que demuestre que las capacidades de la UGE, según lo declarado en los ensayos y simulaciones a nivel UGE y, en su caso, el CAMGE, satisfacen los valores de capacidad de potencia reactiva en BC recogidos en la Tabla 20, Tabla 21, Tabla 22 o Tabla 23, según corresponda.

Se diferencian dos casos, dependiendo de la ubicación de BC.

##### **7.4.2.2.1. Caso A.**

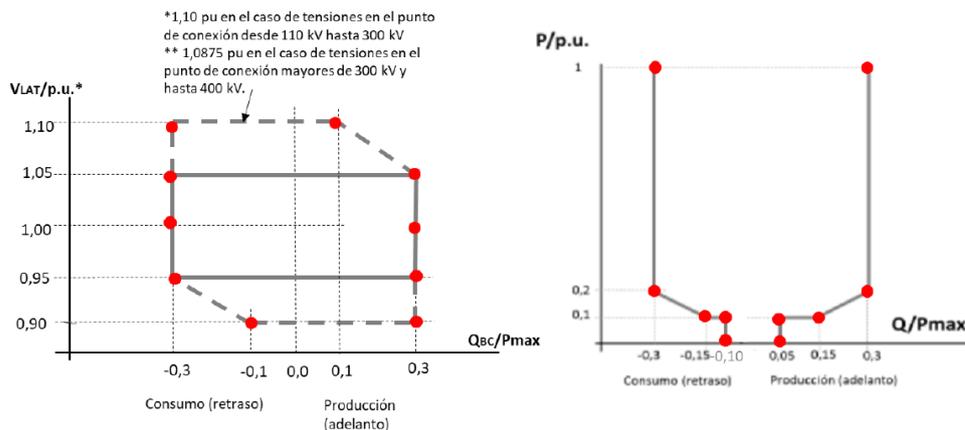
En el caso de que BC del MGE esté situado en el lado de alta del transformador elevador (LAT) del MGE, se realizará la simulación complementaria considerando tanto la tensión como la potencia reactiva en BC (i.e. LAT en este caso) de tal manera que será necesario modelar la red colectora desde las UGE hasta BC, pero no la red de evacuación hasta el PCR. El modelo de simulación deberá incluir aguas abajo de BC el detalle de la topología del MGE desde las UGE hasta BC, es decir, los cables, las líneas, transformadores de potencia, cambiadores de tomas, cualquier CAMGE que modifique la capacidad de potencia reactiva del MGE en BC. En consecuencia, no se admitirá emplear un modelo equivalente del MGE, con la excepción especificada en el subapartado 7.5.

En el esquema se muestra un ejemplo en el cual se ha coloreado en gris la topología de la red de conexión que no ha de ser modelada, y en negro el MGE a evaluar, así como la red que se ha de modelar hasta BC, en donde se utilizará una red infinita o fuente ideal de tensión que permita variar los valores de tensión en dicho punto.



**Figura 46. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.**

Mediante el procedimiento de modelado alternativo en BC, Caso A, utilizando la metodología para modelado anteriormente descrita, y mediante las simulaciones recogidas en las tablas del subapartado 5.7.3.2 habrán de comprobarse las capacidades potencia reactiva del MGE en los puntos de verificación ilustrados por la Figura 47.



**Figura 47. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima de los MPE (derecha) según el procedimiento de modelización alternativa en BC Caso A.**

A modo de aclaración, de acuerdo a los valores de los puntos de verificación indicados en la Figura 47, en este caso A del procedimiento de modelización alternativo se requiere que el MPE a potencia producida en el rango desde el 10%Pmax hasta el 0%Pmax (incluido), tenga la capacidad de mover su potencia reactiva entre +5% capacitivo y el -10% inductivo. Esta capacidad podrá ser aportada mediante las siguientes dos alternativas:

- A través de un control dinámico, en el que se entiende que las UGE y/o los CAMGE sean capaces de llevarlo a cabo.
- A través de un elemento pasivo, normalmente una reactancia. El elemento pasivo, en dicha situación de producción baja, deberá llevar al MGE al punto de operación en potencia reactiva de -5% inductivo (cuando la tensión en BC sea la nominal), al cual se deberá superponer la capacidad de control dinámico (que se entiende que deberá ser provista por la UGE y/o CAMGE) del  $\pm 5\%$  prevista en el diagrama P-Q/Pmax. En el caso de que la tensión en BC se encuentre fuera del rango admisible y dicho elemento pasivo se encuentre en operación, el MGE deberá antes desconectar el elemento pasivo para tratar de recuperar las tensiones y no disparar el MGE.

## 8. CALCULOS GENERALES

En este apartado de cálculos, se tiene en cuenta toda la información técnica necesaria para el correcto dimensionamiento del parque y se incluyen en los métodos de cálculo empleados, resultados y conclusiones.

Mediante estos cálculos se trata de justificar el cumplimiento de las condiciones necesarias para garantizar la seguridad y buen funcionamiento del parque. Cabe mencionar que únicamente se recogen los cálculos necesarios para el dimensionamiento eléctrico. Cualquier cálculo no relacionado queda fuera del alcance de este proyecto.

### 8.1. DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES

- **Transformador de subestación**

Para poder determinar en apartados posteriores de manera precisa las pérdidas que se dan en el transformador de subestación es necesario hacer algunos cálculos generales.

Lo primero, es necesario establecer la potencia nominal de transformador acorde con la potencia total instalada del PE. Es importante dimensionar correctamente el transformador, ya que un mal dimensionamiento puede aumentar las pérdidas globales del parque. En el caso de este parque, la potencia que debe tener el transformador viene dada por el cliente. 134 MVA.

Si el cliente no hubiese especificado este valor, la fórmula (1) se usa para estimar de manera aproximada la potencia nominal del transformador.

$$P = \cos \varphi \cdot S \quad (1)$$

La potencia activa P, corresponde a la potencia nominal de parque, que en este caso es de 100 MW. Para el factor de potencia, es prácticamente imposible determinar un valor real sin ninguna simulación, es por ello que se escoge un valor conservador de 0,9. Este valor viene dado por el factor de potencia del aerogenerador ya que es el factor de potencia más restrictivo de los elementos que componen el parque.

$$S = \frac{100}{0,9} = 110MVA$$

Como puede verse el transformador seleccionado por el cliente esta sobredimensionado. Esto, no quiere decir que este mal, únicamente se traducirá en más pérdidas.

Las pérdidas del hierro y el cobre (necesarias para los cálculos de pérdidas a plena carga y régimen variable) se calculan según la Directiva 2009/125/CE. Para ello, hay que determinar el valor del índice de eficiencia máxima del transformador. Como el transformador tiene una potencia superior a 100 MVA le corresponde un índice de 0,9977 como se muestra en la Tabla 12.

<b>SET</b>		
Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes sumergidos		
Potencia asignada (MVA)	1º etapa (1 de julio de 2015)	2º etapa (1 de julio de 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
4	99,465	99,532
5	99,483	99,548
6,3	99,510	99,571
8	99,535	99,593
10	99,560	99,615
12,5	99,588	99,640
16	99,615	99,663
20	99,639	99,684
25	99,657	99,700
31,5	99,671	99,712
40	99,684	99,724
50	99,696	99,734
63	99,709	99,745
80	99,723	99,758
100	99,737	99,770

**Tabla 12 Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores sumergidos según la Directiva 2009/125/CE.**

El método para calcular el índice de eficiencia máxima (PEI) de los transformadores de potencia medianos y grandes se basa en la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador.

$$PEI = 1 - \frac{2 \cdot (P_0 + P_{CO})}{S_r \cdot \sqrt{\frac{P_0 + P_{CO}}{P_k}}} \quad (2)$$

Donde:

- $P_0$ : Pérdidas en vacío a tensión y frecuencia asignadas.
- $P_{CO}$ : Potencia eléctrica requerida por el sistema de refrigeración para el funcionamiento en vacío.
- $P_k$ : Pérdida debida a la carga medida a la corriente y frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión, corregida por la temperatura de referencia.
- $S_r$ : Es la potencia asignada del transformador cuya base se calcula  $P_k$ .

En este caso, el transformador no cuenta con sistema de refrigeración para el funcionamiento en vacío por lo que la fórmula quedaría reducida del modo (3):

$$PEI = 1 - \frac{2 \cdot (P_0)}{S_r \cdot \sqrt{\frac{P_0}{P_k}}} \quad (3)$$

Para poder determinar tanto las pérdidas en el hierro como las pérdidas en el cobre hace falta una relación entre estas dos pérdidas. Normalmente, SGRE, mantiene un criterio

conservador que establece una relación de 6,692. Es decir, se establece un 87% para las pérdidas del cobre y un 13% para las pérdidas del hierro. El resultado se recoge en la Tabla 13:

Potencia Trafo		134 (MVA)	
PEI - 2ª etapa		0,9977	Según Econormativa 2ª etapa (Europa) (estimación)
Pérdidas	Iron	<b>59,569 (kW)</b>	
	Copper	<b>398,653 (kW)</b>	

**Tabla 13 Resumen de pérdidas en transformador de subestación.**

Por último, para estimar la impedancia del transformador, se utiliza la fórmula (4).

$$U_{CC}(\%) = \frac{S_N}{(\sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{CC}) - (4 \cdot S_N)} \cdot 100 = 12,17\% \quad (4)$$

Donde:

- $U_{CC}$ : Impedancia de CC del transformador.
- $S_N$ : Potencia nominal del transformador (MVA).
- $U_N$ : Tensión de la red de media tensión (kV).
- $I_{CC}$ : Corriente de CC en media tensión (kA).

### • **Transformador de aerogenerador**

Las pérdidas y la impedancia de CC de los transformadores de aerogeneradores son proporcionadas por el departamento de tecnología de SGRE y se recogen en futuros apartados del proyecto.

## 8.2. FACTORES DE CORRECCION DE CONDUCTORES DE MT

Como se ha mencionado anteriormente, el fabricante de los cables que se van a utilizar es *PRYSMIAN*. Para determinar la ampacidad de los conductores, hay que tener en cuenta los factores que intervienen en el cálculo, que en el caso de este proyecto son los siguientes:

- Instalación directamente enterrada.
- Disposición al tresbolillo.
- Temperatura del terreno = 25 °C
- Resistividad térmica del terreno = 1,5 K·m/W
- Profundidad de instalación = 1 m

Conocidos estos valores, es preciso comparar las condiciones de los factores que ha determinado el fabricante con las del proyecto. En caso de diferir, se miran las tablas del fabricante y se obtienen factores de corrección a aplicar para el cálculo de la ampacidad.

Temperatura máxima en el conductor $\theta_c$ , en °C	Temperatura ambiente $\theta_a$ , en °C							
	10	15	20	25	30	35	40	45
105 (Eprotenax H Compact)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87
90 (Voltalene H)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83

**Figura 12 Coeficiente de corrección por temperatura del catalogo Prysmian.**

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	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
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	

**Figura 13 Coeficiente de corrección por resistividad térmica del terreno del catalogo Prysmian.**

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

**Figura 14 Coeficiente de corrección por profundidad de enterramiento del catalogo Prysmian.**

En este caso, las condiciones del proyecto coinciden con las del fabricante por lo que el factor de corrección a aplicar sería 1. Los resultados se reflejan en la Tabla 14.

SECCIÓN DEL CABLE [mm <sup>2</sup> ]	I <sub>MAX</sub> [A]	I <sub>ADM</sub> [A]
XLPE 95 AL	205	205
XLPE 120 AL	235	235
XLPE 150 AL	260	260
XLPE 185 AL	295	295
XLPE 240 AL	345	345
XLPE 300 AL	390	390
XLPE 400 AL	445	445
XLPE 500 AL	505	505
XLPE 630 AL	575	575
XLPE 800 AL	635	635

**Tabla 14 Corriente máxima y admisible por conductor.**

Estas intensidades admisibles únicamente son válidas cuando los circuitos van exclusivamente por una zanja. En el momento en el que más de un circuito comparte zanja se aplican factores extra, que el fabricante recoge en la Figura 15.

		Factor de corrección								
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos en 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	-	-	-

Figura 15 Coeficiente de corrección por número de ternos compartidas del catalogo Prysmian.

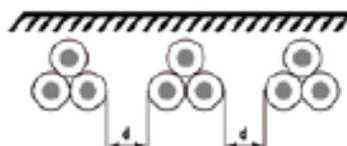


Figura 16 Representación distancias entre ternos compartidas del catalogo Prysmian.

Según los criterios de SGRE los factores remarcados en la Figura 16 son los que se utilizan.

### 8.3. SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la subestación de parque se tratan como pérdidas eléctricas ya que consumen una pequeña parte de la potencia generada por los aerogeneradores.

Como no se disponen de datos necesarios para hacer una estimación exacta del consumo de los SS.AA. se establece un valor conservador de 25 kW. Dentro de los SS.AA. se tiene en cuenta los sistemas de protección, iluminación, aire acondicionado/calefacción.

### 8.4. LINEA AEREA DE AT

La línea aérea de este parque es de 132 kV tiene una longitud de 12,863 km por la que se va a evacuar una potencia total de 104 MW hasta la subestación colectora.

Para elegir el conductor se calcula la corriente nominal que va a tener que soportar el conductor mediante la fórmula (5).

$$I_{\text{linea}}(A) = \frac{P}{\sqrt{3} * \cos \varphi_L * U_{AT}} \quad (5)$$

Siendo:

- P: Potencia activa a evacuar por la línea (kW).
- Cos  $\varphi_L$ : Factor de potencia de la línea.
- U<sub>AT</sub>: Tensión de la línea de AT (kV).

De este modo, se obtiene que la corriente nominal que tiene que soportar el conductor es de 478,82 A. La ampacidad de los conductores varía en función de diferentes parámetros como, temperatura ambiente, temperatura del conductor, velocidad del viento, radiación incidente... Como existen numerosos factores que influyen en la ampacidad de los conductores, SGRE sobredimensiona las líneas de AT para que sean capaces de soportar aproximadamente 2 veces la intensidad calculada.

Por lo que el conductor escogido es un conductor ACSR RAIL (LA -510), Tabla 15.

<b>Tipo de conductor</b>	RAIL (LA-510)
<b>Diámetro (mm)</b>	29,59
<b>Intensidad admisible (A)</b>	983
<b>Resistencia max en CC a 20°C (Ω/km)</b>	0,0599
<b>Coef. De Temperatura de la resistencia eléctrica del aluminio (1/K)</b>	0,0039

**Tabla 15 Resumen de características conductor AT.**

Para poder calcular las pérdidas en posteriores apartados es preciso definir los siguientes parámetros:

Resistencia eléctrica del conductor a 75°C en CA:

$$R_{AC} = R_{CC} * (1 + \alpha * (T - T_0)) \quad (6)$$

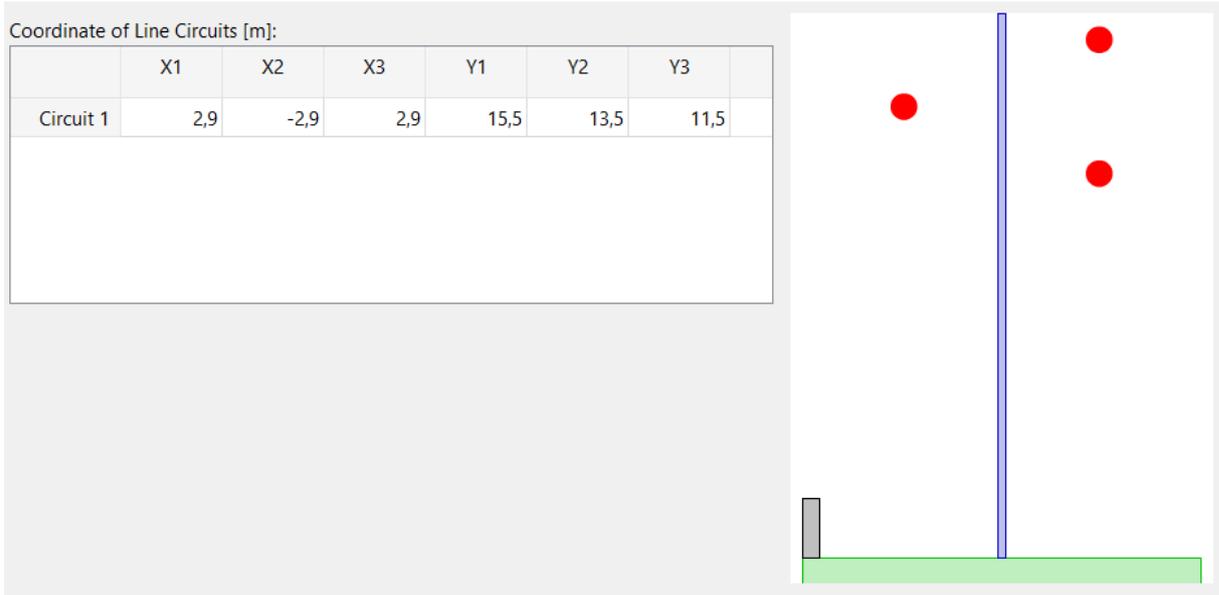
Donde:

- $R_{CC}$ : Resistencia eléctrica máxima en CC a 20°C.
- $\alpha$ : Coef. De temperatura de la resistencia eléctrica del aluminio.
- $T$ : Temperatura del conductor a 75°C.
- $T_0$ : Temperatura ambiente.

$$R_{AC} = 0,0599 * (1 + 0,0039 * (75 - 25)) = \mathbf{0,0715805 \Omega/km}$$

Reactancia y capacitancia de la línea.

Estos parámetros dependen de la distancia a la que se encuentran los conductores, por lo que primero se define la torre a utilizar. Se escoge una torre estándar de SGRE con las dimensiones reflejadas en la Figura 17.



**Figura 17 Distribución del conductor de AT en la torre .**

Con las coordenadas de la Figura 17 y aplicando las reglas trigonométricas se calculan las distancias entre conductores, Tabla 16.

<b>Distancia 1-2(D<sub>12</sub>)</b>	6,135 metros
<b>Distancia 2-3(D<sub>23</sub>)</b>	6,135 metros
<b>Distancia 3-1(D<sub>31</sub>)</b>	4 metros

**Tabla 16 Resumen distancias entre conductores en la torre.**

Una vez obtenidas las distancias se calculan los parámetros GMD y GMR. Siendo GMD la media geométrica de las distancias entre los hilos de dos líneas de transmisión y GMR la media geométrica de las distancias entre los soportes de un solo conductor compuesto.

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} = 5,3198 \text{ m} \quad (7)$$

$$GMR = \frac{\text{radio} \cdot e^{-0,25}}{1000} = 0,01152 \text{ m} \quad (8)$$

Con estos datos, se calcula la Inductancia (L) y reactancia (X<sub>L</sub>):

$$L = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{GMD}{GMR} \cdot 1000 = 0,001227 \text{ H/km} \quad (9)$$

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L = 0,3855 \Omega/\text{km} \quad (10)$$

Se calcula la capacitancia (C) con la permitividad ( $\epsilon$ ):

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{GMD}{r(m)}} = 9,44895 \cdot 10^{-12} \mu F / km \quad (11)$$

## 9. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

En este apartado se incluyen los cálculos de los estudios eléctricos realizados. Se pueden dividir en dos grandes apartados:

- **Dimensionamiento de conductores y pérdidas eléctricas:** Este estudio dimensiona las secciones de cable de la red de MT y analiza las pérdidas de dos maneras. La primera, a plena carga, es decir, cuando las maquinas trabajan a plena potencia. No se tiene en cuenta el recurso eólico y es un cálculo más simple y menos preciso. La segunda, a régimen variable, donde se tiene en cuenta el recurso eólico. Se trata de un cálculo más preciso.
- **Estudios de flujo de carga:** Mediante este estudio, se analiza el cumplimiento del código de red vigente y se dimensionan los equipos externos de compensación de reactiva en caso de ser necesarios.

Este tipo de cálculos puede hacerse de muchas maneras, pero el procedimiento a seguir por SGRE y en este caso el de este proyecto es el siguiente:

- Primero, mediante la ayuda de *Excel* se introducen los datos de los elementos del parque.
- Con estos datos, se hace un prediseño por ampacidad de la red de MT.
- A continuación, se modela el parque en *Power Factory* y se realizan flujos de carga simulando cortocircuitos. Con los resultados obtenidos se modifican las secciones de cables sobrecargados.
- Una vez definidas todas las secciones, se modifican en el *Excel* para obtener las pérdidas eléctricas estimadas en la red de MT y se calculan las pérdidas del resto de elementos del parque.
- Después, mediante la ayuda de un Script se obtienen las pérdidas de todo el parque calculadas por la herramienta de simulación y se exportan a *Excel* para un mejor tratamiento de datos.
- Se realiza una comparación entre los datos calculados y datos obtenidos por *DigSilent*.
- Por último, se observa el comportamiento del parque para el requerimiento de reactiva mediante un Script.

### 9.1. DATOS DE ENTRADA

En la Tabla 17 se dan los datos de entrada:

Información general del parque	
Nombre del parque	Cabeza Gorda
Numero de WTG	20
Modelo de WTG	SG5.0 - 145 AM+1
Potencia del WTG	5,2 MW
Cos(phi) WTG	0,95
Frecuencia	50 Hz
Valor de la MT	30 kV
Valor de la AT	132 kV
Cos (phi) CdR	0,9578

SS.AA.	25 kW
<b>Transformador aerogenerador</b>	
Potencia nominal	5500 kVA
Relación de transformación	30/0,69 kV
Pérdidas en el hierro	8 kW
Pérdidas en el cobre	45 kW
Impedancia de CC	8,59 %
<b>Transformador subestación</b>	
Potencia nominal	134000 kVA
Nº de transformadores	1
Relación de transformación	132/30 kV
Pérdidas en el hierro	59,57 kW
Pérdidas en el cobre	398,65 kW
Impedancia de CC	12,5%
<b>Línea AT</b>	
Tensión de la línea	132 kV
Cos (phi) de la línea	0,95
Potencia evacuada	104 MW
Longitud de la línea	12,863
Tipo de cable	ACSR RAIL (LA -510)
Intensidad máxima admisible	983 A
Resistencia en AC	0,0715805 $\Omega$ /km
Reactancia	0,3855 $\Omega$ /km
Capacitancia	9,44895 $\cdot 10^{-12}$ $\mu$ F/km
<b>Cables red de MT</b>	
Tipo de cable	XLPE
Fabricante	PRYSMIAN
Resistividad del terreno	1,5 K*m/W
Temperatura del terreno	25°C
Profundidad del terreno	1 m

**Tabla 17 Resumen de datos necesarios para diseño del parque.**

## 9.2. DISEÑO RED DE MT

El diseño de la red de media tensión se hace por ampacidad. Partiendo de los criterios y datos iniciales que se presentan en el apartado 4 de la memoria. Como determina el departamento de delineación de SGRE, el parque tendrá 6 circuitos y los aerogeneradores irán conectados como se puede ver en la Tabla 18.

CIRCUITO	COSIDO	P (kW)	L TOTAL(m)
C1	01 17	5200	543
	17 02	10400	492
	02 SET	15600	500
C2	05 04	5200	695
	04 03	10400	736
	03 18	15600	670
	18 SET	20800	506
C3	06 07	5200	647
	07 08	10400	981
	08 SET	15600	7069
C4	20 19	5200	974
	19 SET	10400	6299
C5	16 15	5200	820

	15 14	10400	555
	14 13	15600	608
	13 SET	20800	6459
C6	12 11	5200	632
	11 10	10400	1076
	10 09	15600	921
	09 SET	20800	5942

**Tabla 18 Potencia y longitud de cada tramo de la red de MT.**

Para determinar la sección de cable a utilizar se realiza un prediseño donde se calculan los conductores mediante Excel teniendo en cuenta la corriente nominal en cada tramo y la cantidad de circuitos agrupados en la misma zanja.

Posteriormente, una vez realizado el diseño por ampacidad se comprueban si los cables resisten la corriente de CC en el PCC mediante el software de *DigSilent*. En caso de que los conductores no resistan, se aumentan las secciones de cable afectadas.

### 9.2.1. Prediseño con Excel

Para calcular la corriente que circula por cada tramo se utiliza la fórmula (12).

$$I_{tramo} = \frac{P_{tramo}}{\sqrt{3} \cdot U_{MT} \cdot \cos \varphi_{aero}} \quad (12)$$

Una vez obtenida la corriente de cada tramo se compara frente a la corriente admisible condicionada por los factores de corrección mostrados en el apartado 8.2. del conductor seleccionado para obtener la carga de cada conductor fórmula (13). Esta carga no puede superar el 95%. En caso de hacerlo se seleccionaría una sección mayor.

$$Carga \text{ de cable } (\%) = \frac{I_{tramo}}{I_{Admisible}} \quad (13)$$

Por otra parte, para calcular la caída de tensión de cada tramo se utiliza la fórmula (14):

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L_T \cdot I_{Linea}}{1000} \cdot \frac{(R_{AC} \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin(\cos^{-1} \varphi))}{U_{MT} \cdot 1000} \quad (14)$$

Donde:

- $L_T$ : Longitud del tramo.
- $I_{Linea}$ : Corriente que circula por el tramo.
- $U_{MT}$ : Tensión de la red de media tensión.
- $R_{AC}$ : Resistencia del conductor.

Para el prediseño de la red de media tensión se establece un factor de potencia conservador de 0,93. De este modo se obtiene el prediseño, Tabla 19, con la herramienta *Excel*:

**CABEZA GORDA 104 MW**

CIRCUITO	COSIDO	P (kW)	CARGA CABLE	L TOTAL(m)	I (A)	COEF. DE CORREC.	No. CIRCUITO POR ZANJA	e (%)	Características conductor				
									CABLE	Iadm (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	C(μF/km)
C1	01 17	5200	51,39%	543	105	1	1	0,148	XLPE 95 AL	205,000	0,430	0,132	0,167
	17 02	10400	89,65%	492	211	1	1	0,206	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	02 SET	15600	91,60%	500	316	1	1	0,178	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
C2	05 04	5200	51,39%	695	105	1	1	0,190	XLPE 95 AL	205,000	0,430	0,132	0,167
	04 03	10400	89,65%	736	211	1	1	0,309	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	03 18	15600	91,60%	670	316	1	1	0,239	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	18 SET	20800	94,69%	506	421	1	1	0,164	XLPE 400 AL	445,000	0,105	0,106	0,277
C3	06 07	5200	51,39%	647	105	1	1	0,177	XLPE 95 AL	205,000	0,430	0,132	0,167
	07 08	10400	89,65%	981	211	1	1	0,411	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	08 SET	15600	85,56%	7069	316	0,83	2	1,713	XLPE 400 AL	369,350	0,105	0,106	0,277
C4	20 19	5200	51,39%	974	105	1	1	0,266	XLPE 95 AL	205,000	0,430	0,132	0,167
	19 SET	10400	86,05%	6299	211	0,83	2	1,808	XLPE 185 AL	244,850	0,209	0,120	0,213
C5	16 15	5200	51,39%	820	105	1	1	0,224	XLPE 95 AL	205,000	0,430	0,132	0,167
	15 14	10400	89,65%	555	211	1	1	0,233	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	14 13	15600	91,60%	608	316	1	1	0,217	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	13 SET	20800	88,29%	6459	421	0,83	2	1,421	XLPE 630 AL	477,250	0,063	0,098	0,335
C6	12 11	5200	51,39%	632	105	1	1	0,173	XLPE 95 AL	205,000	0,430	0,132	0,167
	11 10	10400	89,65%	1076	211	1	1	0,451	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	10 09	15600	91,60%	921	316	1	1	0,328	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	09 SET	20800	88,29%	5942	421	0,83	2	1,307	XLPE 630 AL	477,250	0,063	0,098	0,335

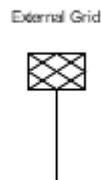
**Tabla 19 Prediseño de la red de MT.**

### 9.2.2. Modelado del parque en DigSilent

Una vez se tiene el prediseño, hay que modelar el parque en *DigSilent* para poder comprobar el prediseño con unas simulaciones de CC en el PCC para obtener el diseño definitivo.

- **Red**

Este elemento se utiliza para configurar la Red eléctrica. El valor para modelar en este elemento es la corriente de CC, Figura 19. Debido a que no hay ningún dato de la corriente de cortocircuito se estima un valor conservador de 31,5 kA en el punto de conexión. Introduciendo este valor, el programa calcula la potencia. El coeficiente R/X se deja por defecto.



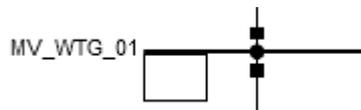
**Figura 18 Representación External Grid en DigSilent.**

Max. Values		
Short-Circuit Power Sk''max	7201,867	MVA
Short-Circuit Current Ik''max	31,5	kA
R/X Ratio (max.)	0,1	

**Figura 19 Valores CC de la red externa.**

- **Barras**

Este elemento se utiliza para unir elementos del parque como líneas, generadores, transformadores, etc. Únicamente hay que configurar la tensión de la barra en kV:



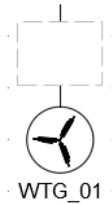
**Figura 20 Representación de las barras en DigSilent.**

Nominal Voltage	
Line-Line	30, kV

**Figura 21 Tensión nominal de las barra.**

- **Generadores**

El bloque que a seleccionar se muestra en la Figura 22.



**Figura 22 Representación de aerogeneradores en DigSilent.**

Para modelar los aerogeneradores se deben insertar los siguientes parámetros:

- Potencia nominal y factor de potencia del aerogenerador.

Ratings	
Nominal Apparent Power	5,473684 MVA
Power Factor	0,95

**Figura 23 Potencia del aerogenerador.**

- En el apartado Load Flow, se carga la curva de potencia en función de la velocidad de viento para la densidad de viento correspondiente. (Apartado 6 Memoria).

Para poder modelar esta curva correctamente, es preciso crear una escala de viento. Esta escala es un elemento llamado *Continuous Scale and Trigger* que tendrá tantas filas como velocidades de viento se quieran representar, en este caso tantas como se representen en el *Developer Package* de la maquina a la densidad de aire correspondiente.

Name: Wind Speed  
 Unit: m/s  
 Use Trigger: [v] [→]  
 Trigger: [→] Study Cases\Study Case\Wind Speed  
 Current Value: 17,5 ...

Scale	
1	0,
2	1,
3	2,
4	2,99
5	3,
6	3,5
7	4,
8	4,5
9	5,
10	5,5
11	6,

**Figura 24 Curva de viento.**

Es importante añadir dos puntos extra, concretamente la velocidad a 2,99 m/s y 27,01 m/s. Esto se debe a que estos dos puntos coinciden con el arranque y

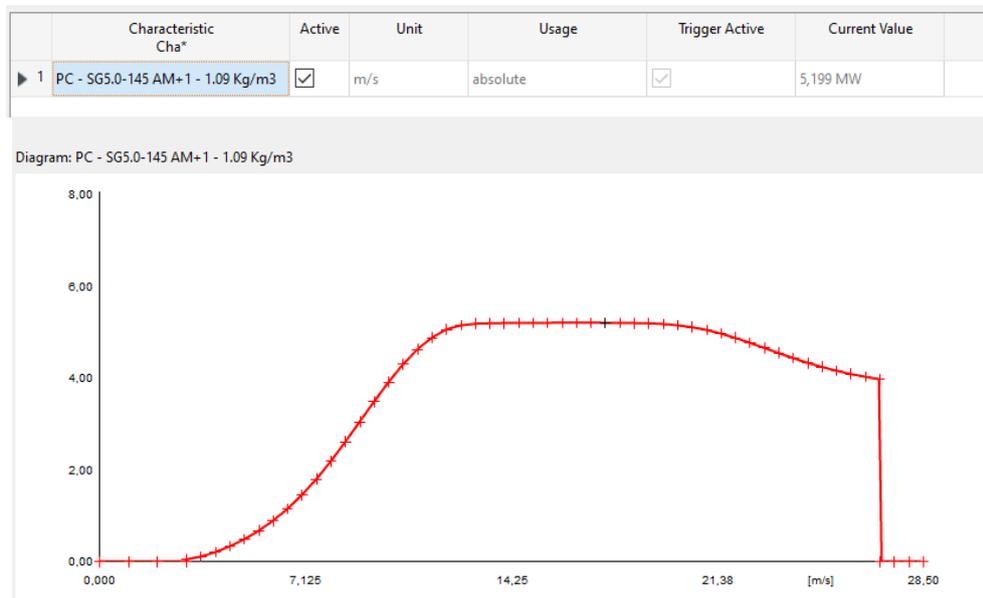
desconexión de las maquinas, es decir, a estos valores se les asignará una potencia de 0 MW cuando se les cargue la curva de potencia.

Con el *Trigger* de viento creado, a cada velocidad de viento se le asigna una potencia como se ve en la Figura 25.

Parameter		PC - SG5.0-145 AM+1 - 1.09 Kg/m3
Scale		Characteristics\Scale\Wind Speed
	Values	
2, m/s	0,	
2,99 m/s	0,	
3, m/s	0,044	
3,5 m/s	0,109	
4, m/s	0,207	
4,5 m/s	0,333	
5, m/s	0,486	
5,5 m/s	0,671	
6, m/s	0,891	
6,5 m/s	1,149	

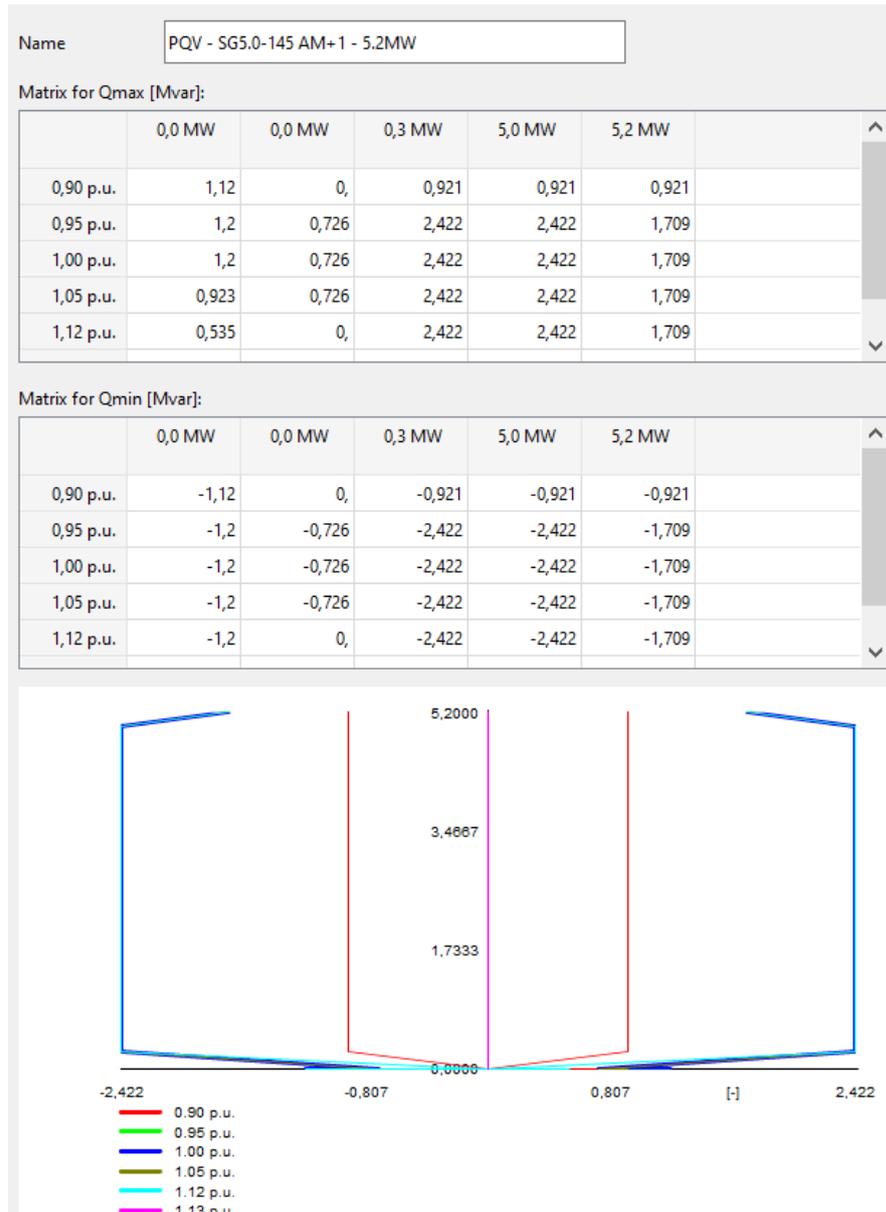
**Figura 25 Valores de potencia para cada velocidad de viento.**

Una vez modelado, la curva quedaría según la Figura 26:



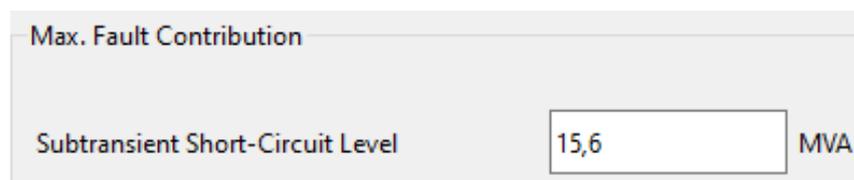
**Figura 26 Curva de potencia de los aerogeneradores**

- En el apartado *Load Flow, Operational Limits*, se inserta la curva de capacidad de la máquina. Esta curva cuenta con diferentes valores de energía reactiva en función de la variabilidad de tensión.



**Figura 27 Curva de capacidad de los aerogeneradores.**

- En la ventana *Short-Circuit VDE/IEC*, se modela el aporte de cortocircuito de la máquina. Se establece un criterio conservador de aporte de cortocircuito de 3 veces la potencia nominal.

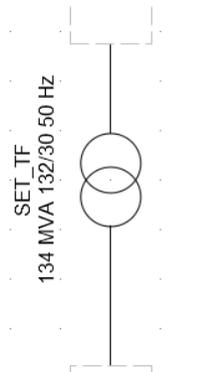


**Figura 28 valor de CC de los aerogeneradores.**

- Finalmente, se introducen todos estos parámetros en el resto de las máquinas.

- **Transformadores**

Para el modelado de transformadores, se parte del bloque de la Figura 29:



**Figura 29 Representación de transformadores en DigSilent.**

Tanto los transformadores de aerogeneradores como el de subestación se modela del mismo modo, por lo que únicamente se va a mostrar el modelado del transformador de subestación, ya que necesita algún dato más.

En el apartado de *Basic data, Type*, se carga un modelo cualquiera de transformador, sobre el que se introducen los datos de potencia nominal, frecuencia, relación de transformación, grupo de conexión, impedancia de CC, pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro.

Name	134 MVA 132/30 50 Hz	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	134,	MVA
Nominal Frequency	50,	Hz
Rated Voltage		
HV-Side	132,	kV
LV-Side	30,	kV
Positive Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk	12,5	%
Copper Losses	398,65	kW
Zero Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk0	12,5	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0,	%
Vector Group		
HV-Side	YN	
LV-Side	D	
Phase Shift	11,	*30deg
Name	YNd11	

**Figura 30 Parametros de los transformadores.**

Una vez cargadas las características principales, hay que configurar el cambiador de tomas:

- 30 kV  $\pm 2 \times 2,5\%$  (DETC) para aerogeneradores.
- 132 kV  $\pm 10 \times 1,5\%$  (OLTC) para subestación.

General Tap Changer Saturation Advanced

Tap Changer 1

Type Ratio/Asym. Phase Shifter

at Side HV

Additional Voltage per Tap 1,5 %

Phase of du 0, deg

Neutral Position 0

Minimum Position -10

Maximum Position 10

Tap dependent impedance

**Figura 31 Control de los cambios de toma.**

Lo siguiente, es el funcionamiento del cambiador de tomas (DETC/OLTC). En el caso de los aerogeneradores, el cambiador de tomas debe variar de forma manual por lo que no se debe cambiar ningún parámetro en *DigSilent*. En cambio, en el caso del *OLTC*, se debe seleccionar la opción de *Automatic Tap Changer* y hacer que el regulador regule en la parte de baja tensión.

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Power Quality/Harmonics

Tie Open Point Opt.

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

General Controller, Tap Changer 1 Controller, Tap Changer 2 Advanced

External Tap Controller

External Station Controller

External LCC Controller

Automatic Tap Changing

Tap Changer discrete

Controlled Node is at LV

Phase a

Control Mode V

Setpoint local

Remote Control

Voltage Setpoint 1, p.u. Lower Bound 0,99 p.u. Upper Bound 1,01 p.u.

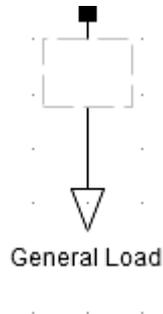
Controller Time Constant 0,5 s

Compensation none

**Figura 32 Regulación de los cambios de toma.**

- **SSAA**

Los servicios auxiliares, se consideran una carga general, únicamente hay que determinar el valor de consumo. El bloque se conecta a la barra de media tensión del transformador de subestación.



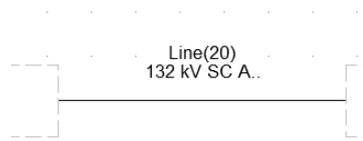
**Figura 33 Representación para los SSAA en DigSilent.**

Operating Point		
Active Power	<input type="text" value="0,025"/>	MW
Reactive Power	<input type="text" value="0,"/>	Mvar
Voltage	<input type="text" value="1,"/>	p.u.
Scaling Factor	<input type="text" value="1,"/>	

**Figura 34 Parametros de los SSAA.**

- **Líneas**

El bloque a utilizar es el mismo tanto para líneas aéreas como subterráneas.



**Figura 35 Representación de líneas en DigSilent.**

En el caso de líneas subterráneas, en el apartado *Basic data, Line Type*, se selecciona la sección de cable correspondiente al tramo seleccionado. Los cables se cogen de la librería de *DigSilent* y se modifican los parámetros según catalogo para que coincidan con los cables seleccionados.

	XLPE 18/30kV 120mm2
	XLPE 18/30kV 150mm2
	XLPE 18/30kV 185mm2
	XLPE 18/30kV 240mm2
	XLPE 18/30kV 300mm2
	XLPE 18/30kV 400mm2
	XLPE 18/30kV 500mm2
	XLPE 18/30kV 630mm2
	XLPE 18/30kV 800mm2
	XLPE 18/30kV 95mm2

**Figura 36 Modelos de conductores de la Red de MT.**

En el caso de líneas aéreas, habría que seleccionar en el apartado, *Basic data, Tower Type*, y escoger un modelo de torre de la librería. Dentro del *Tower Type*, se escogería el tipo de conductor escogido para el proyecto.

General

Geometry

Name

System Type AC v

Nominal Frequency  Hz

Number of Earth Wires 0 ▲▼

Number of Line Circuits 1 ▲▼      Transposition none v

Input Mode

Geometrical Parameter

Electrical Parameter

Earth Conductivity

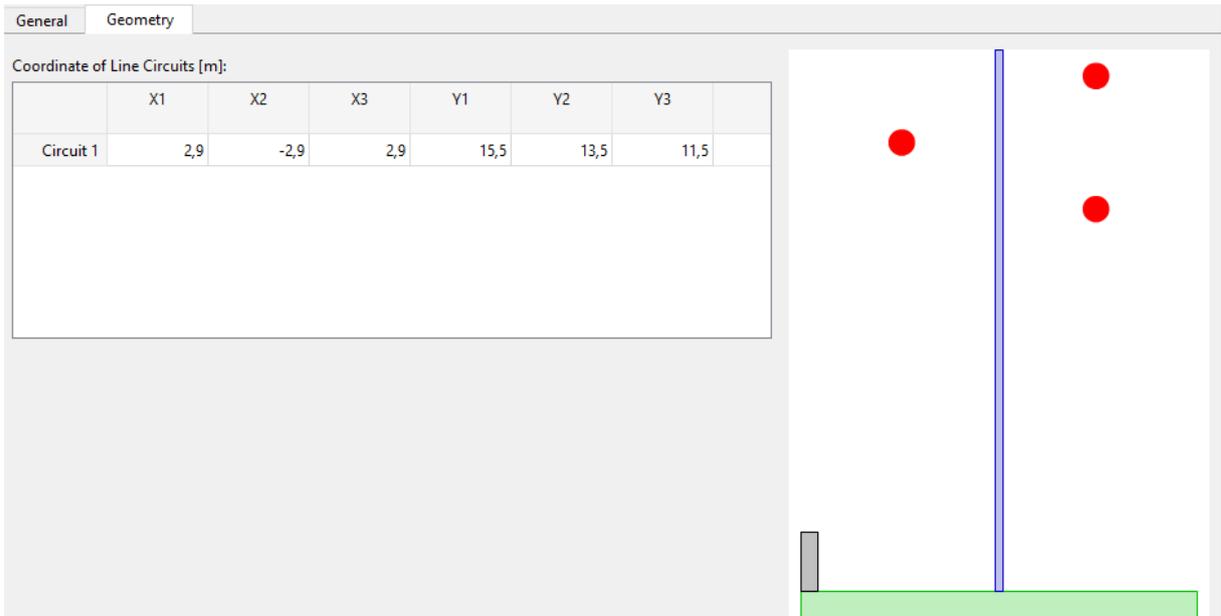
uS/cm
⚙️

Conductor Types of Line Circuits:

	Conductor Types TypCon	Num. of Phases	Transposition
Circuit 1	ACSR 330/43 LA-380 GULL	3,	<input type="checkbox"/>

**Figura 37 Modelo conductor de la línea AT.**

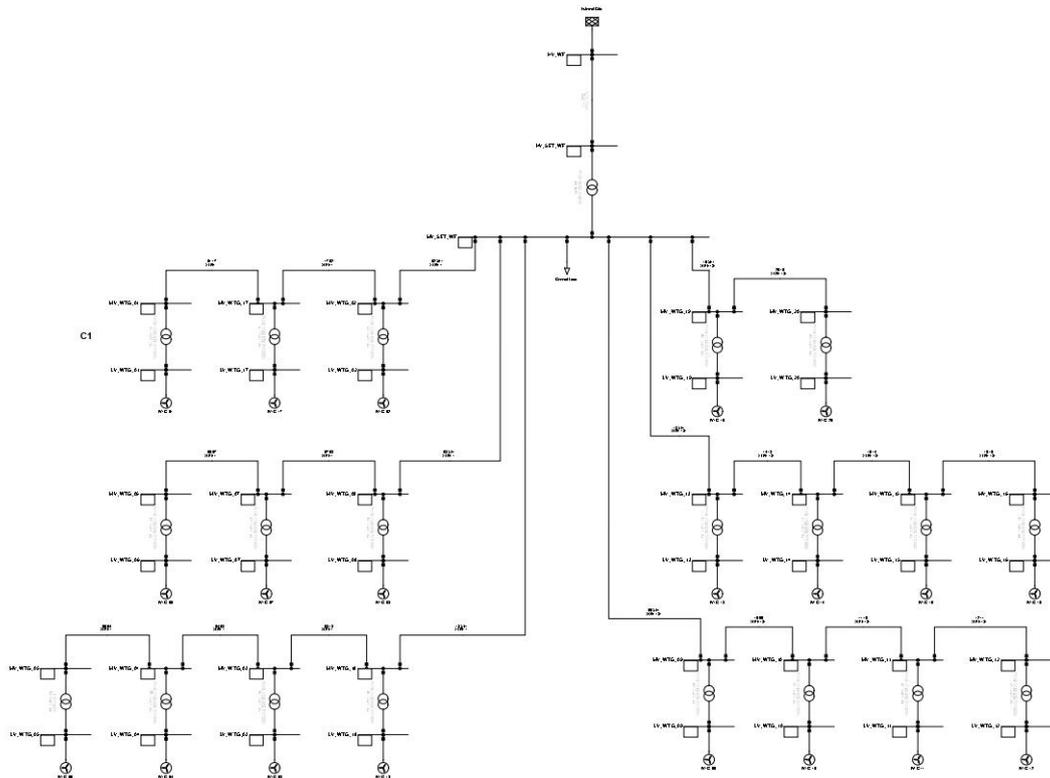
En el apartado *Geometry*, se muestra una previsualización de la disposición de los cables en la torre de la línea aérea.



**Figura 38 Distribucion del conductor de la linea de AT en la torre.**

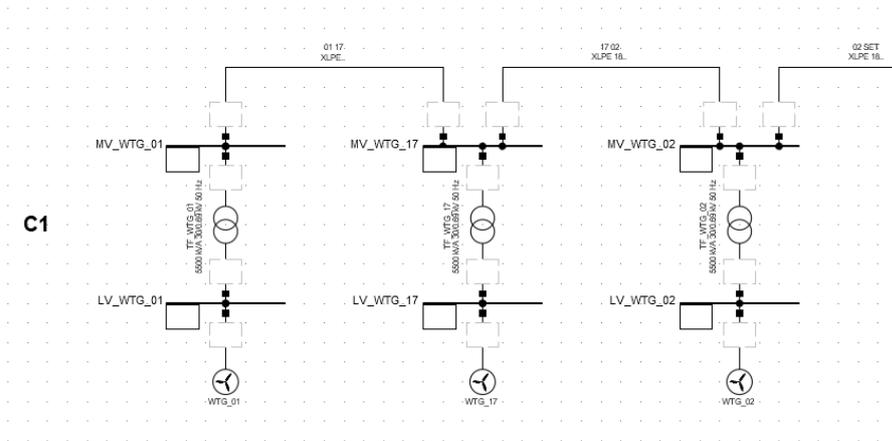
- **Parque modelado**

Siguiendo el esquema de red de media tensión y modelizando según se ha mostrado, se muestra como quedaría el parque completo modelado en la Figura 39.



**Figura 39 Representación del parque eólico modelado en DigSilent.**

Se muestra el circuito 1 con más detalle en la Figura 40:



**Figura 40 Representacion del circuito 1 en DigSilent.**

### 9.2.3. Estudio de Cortocircuito

Para realizar el estudio y comprobación del prediseño de la red de media tensión por cortocircuito, se utiliza la norma IEC60909-0: 2016. Como se ha mencionado en el modelado de la red externa, se ha estimado un valor conservador de corriente de cortocircuito de 31,5 kA en el PCC.

Sobre el parque modelado se ha corrido una simulación de cortocircuito trifásico (Figura 41) ya que se trata de uno de los peores escenarios a los que se pueden enfrentar los cables de la RMT y se han obtenido los resultados recogidos en la Figura 42.

Method	IEC 60909	Published	2016
Fault Type	3-Phase Short-Circuit		
Calculate	Max. Short-Circuit Currents		

**Figura 41 Parametros para el analisis de CC.**

	Name	Grid	Loading %	Name
▶	01 17	Grid	201,4583	XLPE 18/30kV 95mm <sup>2</sup>
	02 SET	Grid	93,03451	XLPE 18/30kV 240mm <sup>2</sup>
	03 18	Grid	87,96837	XLPE 18/30kV 240mm <sup>2</sup>
	04 03	Grid	161,5058	XLPE 18/30kV 120mm <sup>2</sup>
	05 04	Grid	143,2609	XLPE 18/30kV 120mm <sup>2</sup>
	06 07	Grid	112,8254	XLPE 18/30kV 95mm <sup>2</sup>
	07 08	Grid	99,69066	XLPE 18/30kV 120mm <sup>2</sup>
	08 SET	Grid	55,83547	XLPE 18/30kV 400mm <sup>2</sup>
	09 SET	Grid	35,45065	XLPE 18/30kV 630mm <sup>2</sup>
	10 09	Grid	57,79448	XLPE 18/30kV 240mm <sup>2</sup>
	11 10	Grid	106,9894	XLPE 18/30kV 120mm <sup>2</sup>
	12 11	Grid	119,5453	XLPE 18/30kV 95mm <sup>2</sup>
	13 SET	Grid	35,45065	XLPE 18/30kV 630mm <sup>2</sup>
	14 13	Grid	56,00299	XLPE 18/30kV 240mm <sup>2</sup>
	15 14	Grid	106,5486	XLPE 18/30kV 120mm <sup>2</sup>
	16 15	Grid	126,3857	XLPE 18/30kV 95mm <sup>2</sup>
	17 02	Grid	173,5712	XLPE 18/30kV 120mm <sup>2</sup>
	18 SET	Grid	44,66602	XLPE 18/30kV 500mm <sup>2</sup>
	19 SET	Grid	121,9666	XLPE 18/30kV 185mm <sup>2</sup>
	20 19	Grid	110,0622	XLPE 18/30kV 95mm <sup>2</sup>

**Figura 42 Secciones de la red de MT sobrecargadas por el CC.**

Como se puede apreciar, muchas secciones superan el nivel de sobrecarga del 100% siendo las secciones más pequeñas las más afectadas (Figura 42).

Para validar el estudio de cortocircuito ningún tramo debe tener una sección de cable que supere un nivel de sobre carga mayor al 100%, por lo que las secciones se deben ir aumentando hasta tal punto. De este modo se obtienen las secciones necesarias para hacer frente a un cortocircuito de 31,5 kA en el PCC. Con estas nuevas secciones se obtienen los nuevos resultados:

	Name	Grid	Loading %	Name
▶	01 17	Grid	81,3857	XLPE 18/30kV 240mm2
	02 SET	Grid	93,05118	XLPE 18/30kV 240mm2
	03 18	Grid	87,98139	XLPE 18/30kV 240mm2
	04 03	Grid	80,76305	XLPE 18/30kV 240mm2
	05 04	Grid	96,80928	XLPE 18/30kV 185mm2
	06 07	Grid	89,35415	XLPE 18/30kV 120mm2
	07 08	Grid	99,70083	XLPE 18/30kV 120mm2
	08 SET	Grid	55,84548	XLPE 18/30kV 400mm2
	09 SET	Grid	35,457	XLPE 18/30kV 630mm2
	10 09	Grid	57,80011	XLPE 18/30kV 240mm2
	11 10	Grid	85,62972	XLPE 18/30kV 150mm2
	12 11	Grid	95,85759	XLPE 18/30kV 120mm2
	13 SET	Grid	35,457	XLPE 18/30kV 630mm2
	14 13	Grid	56,00832	XLPE 18/30kV 240mm2
	15 14	Grid	85,27688	XLPE 18/30kV 150mm2
	16 15	Grid	80,58643	XLPE 18/30kV 150mm2
	17 02	Grid	86,79746	XLPE 18/30kV 240mm2
	18 SET	Grid	44,67402	XLPE 18/30kV 500mm2
	19 SET	Grid	93,05118	XLPE 18/30kV 240mm2
	20 19	Grid	94,37151	XLPE 18/30kV 120mm2

**Figura 43 Secciones modificadas para soportar el estudio de CC.**

Una vez aumentadas las secciones, puede verse como ningún cable supera el nivel de sobrecarga mencionado anteriormente por lo que el estudio se da por válido. De este modo se obtienen las nuevas secciones que definirán la red media tensión del parque recogidas en la Tabla 20.

CABEZA GORDA 104 MW													
CIRCUITO	COSIDO	P (kW)	CARGA CABLE	L TOTAL(m)	I (A)	COEF. DE CORRECIÓN	No. CIRCUITO POR ZANJA	e(%)	Características conductor				
									CABLE	Iadm (A)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	C( $\mu$ F/km)
C1	01 17	5200	30,53%	543	105	1	1	0,064	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	17 02	10400	61,07%	492	211	1	1	0,117	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	02 SET	15600	91,60%	500	316	1	1	0,178	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
C2	05 04	5200	35,71%	695	105	1	1	0,100	XLPE 185 AL	295,000	0,209	0,120	0,213
	04 03	10400	61,07%	736	211	1	1	0,175	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	03 18	15600	91,60%	670	316	1	1	0,239	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	18 SET	20800	94,69%	506	421	1	1	0,164	XLPE 400 AL	445,000	0,105	0,106	0,277
C3	06 07	5200	44,83%	647	105	1	1	0,136	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	07 08	10400	89,65%	981	211	1	1	0,411	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	08 SET	15600	85,56%	7069	316	0,83	2	1,713	XLPE 400 AL	369,350	0,105	0,106	0,277
C4	20 19	5200	44,83%	974	105	1	1	0,204	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	19 SET	10400	73,58%	6299	211	0,83	2	1,495	XLPE 240 AL	286,350	0,168	0,114	0,229
C5	16 15	5200	40,52%	820	105	1	1	0,150	XLPE 150 AL	260,000	0,277	0,123	0,192
	15 14	10400	81,03%	555	211	1	1	0,204	XLPE 150 AL	260,000	0,277	0,123	0,192
	14 13	15600	91,60%	608	316	1	1	0,217	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	13 SET	20800	88,29%	6459	421	0,83	2	1,421	XLPE 630 AL	477,250	0,063	0,098	0,335
C6	12 11	5200	44,83%	632	105	1	1	0,133	XLPE 120 AL	235,000	0,321	0,127	0,183
	11 10	10400	81,03%	1076	211	1	1	0,395	XLPE 150 AL	260,000	0,277	0,123	0,192
	10 09	15600	91,60%	921	316	1	1	0,328	XLPE 240 AL	345,000	0,168	0,114	0,229
	09 SET	20800	88,29%	5942	421	0,83	2	1,307	XLPE 630 AL	477,250	0,063	0,098	0,335

**Tabla 20 Diseño definitivo de la red de MT.**

## 9.3. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS

### 9.3.1. Cálculos de pérdidas a plena carga

#### 9.3.1.1. Pérdidas en transformadores de aerogenerador

Las pérdidas de los transformadores de aerogeneradores a plena carga dependen del número de aerogeneradores que hay en el parque y se calculan mediante la fórmula (15).

$$P_{\text{pérdidas trafo WTG}} = N^{\circ}\text{WTG} \cdot \left( \frac{P_{Fe} + P_{Cu_{Max}}}{1000} \right) \quad (15)$$

Donde:

- $N^{\circ}\text{WTG}$ : Numero de aerogeneradores.
- $P_{Fe}$ : Pérdidas en el hierro.
- $P_{Cu_{Max}}$ : Pérdidas en el cobre a plena carga.

Las pérdidas en el cobre dependen de la potencia que da en cada momento el aerogenerador, por lo que, para determinar las pérdidas máximas en el cobre, se necesita que los aerogeneradores trabajen a plena carga y se calculan con la fórmula (16).

$$P_{\text{pérdidas } Cu_{Max}} = P_{Cu} \cdot \left( \frac{\frac{P_{WTG}}{\cos \varphi_{WTG}}}{P_{Trafo}} \right)^2 = 45,91 \text{ kW} \quad (16)$$

Siendo:

- $P_{Cu}$ : Pérdidas nominales del cobre (kW).
- $P_{WTG}$ : Potencia del aerogenerador (kW).
- $\cos \varphi_{WTG}$ : Factor de potencia del aerogenerador.
- $P_{Trafo}$ : Potencia nominal del transformado (kVA).

Una vez se disponen de todos los datos se calcula con la fórmula (15) las pérdidas de los transformadores de aerogenerador a plena carga:

$$P_{\text{pérdidas trafo WTG}} = 20 \cdot \left( \frac{8 + 45,91}{1000} \right) = 1,0782 \text{ MW}$$

#### 9.3.1.2. Pérdidas del transformador de subestación

Las pérdidas a plena carga en el transformador de subestación se calculan del mismo modo que las pérdidas en los transformadores de aerogenerador.

$$P_{\text{pérdidas trafo SET}} = N^{\circ}\text{Trafo}_{SET} \cdot \left( \frac{P_{Fe} + P_{Cu_{Max}}}{1000} \right) \quad (17)$$

Por ello, se calculan las pérdidas máximas en el cobre:

$$P\acute{e}rdidas Cu_{Max} = P_{Cu} \cdot \left( \frac{P_{WTG} \cdot N^{\circ}WTG}{N^{\circ}Trafo_{SET} \cdot \cos \varphi_{SET}} \right)^2 = 256,69 \text{ kW} \quad (18)$$

Donde:

- $N^{\circ}Trafo_{SET}$ : Numero de transformadores de subestaci3n.
- $\cos \varphi_{SET}$ : Factor de potencia del transformador de subestaci3n.
- $P_{TrafoSet}$ : Potencia del transformador de subestaci3n.

Con las m3ximas en el cobre se obtiene que:

$$P\acute{e}rdidas \text{ trajo SET} = 1 \cdot \left( \frac{59,57 + 259,69}{1000} \right) = 0,316 \text{ MW}$$

### 9.3.1.3. P\acute{e}rdidas de la l\nea de AT

Para poder determinar las p\acute{e}rdidas en la l\nea a\rea de AT se tiene en cuenta la longitud del tramo, la corriente que circula a trav\es de ella y la resistencia de la misma. En l\neas superiores a 10 km se a\ade un 5% m3s de longitud con el fin de contabilizar la flecha.

$$Perdidas \text{ l\nea AT} = \frac{3 \cdot R_{AC} \cdot L_T \cdot I_{l\nea}^2}{1000^2} = \frac{3 \cdot 0,0715805 \cdot 13,506 \cdot 478,82^2}{1000^2} = 0,665 \text{ MW} \quad (19)$$

Para calcular la ca\da de tensi3n:

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L_T \cdot I_{l\nea}}{1000} \cdot \frac{(R_{AC} \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin(\cos^{-1} \varphi))}{U_{MT} \cdot 1000} = 0,88\% \quad (20)$$

### 9.3.1.4. P\acute{e}rdidas en la RMT

Las p\acute{e}rdidas en la red de media tensi3n se calculan en base al predise\o realizado anteriormente. Para el c3lculo de p\acute{e}rdidas, se calculan las p\acute{e}rdidas asociadas a cada tramo mediante la f3rmula (21) tal y como se ve en la Tabla 21.

$$Perdidas \text{ por Tramo} = 3 \cdot R_{tramo} \cdot L_{tramo} \cdot \left( \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \right)^2 \quad (21)$$

CIRCUITO	TRAMO	P\acute{E}RDIDAS (kW)
C1	01 17	3,30
	17 02	11,97
	02 SET	27,38
C2	05 04	5,26
	04 03	17,93
	03 18	36,71
	18 SET	30,80
C3	06 07	7,52
	07 08	45,65

	08 SET	242,02
C4	20 19	11,33
	19 SET	153,36
C5	16 15	8,23
	15 14	22,28
	14 13	33,30
	13 SET	235,88
C6	12 11	7,36
	11 10	43,20
	10 09	50,46
	09 SET	217,00

**Tabla 21 Pérdidas asociadas a cada tramo de la red de MT.**

Una vez se tienen todas las pérdidas se calculan las pérdidas totales sumando cada tramo de cable siendo un total de **1,211 MW** (1,16%).

#### **9.3.1.5. Pérdidas de SSAA**

Como se ha mencionado en apartados anteriores, se considera que los servicios auxiliares tienen un consumo medio de 25 kW. Como este consumo es continuo en el tiempo, las pérdidas serán de 0,025 MW.

### **9.3.2. Cálculos de pérdidas a régimen variable**

Para realizar los cálculos de pérdidas a régimen variable es imprescindible tener un recurso eólico del lugar. A diferencia de las pérdidas a plena carga, en este escenario, las máquinas no trabajan a su máxima potencia, se hace una estimación de funcionamiento en función de las frecuencias de viento del lugar.

A continuación, se muestran los cálculos de las pérdidas a régimen variable de los diferentes elementos del parque. Debido a la gran cantidad de datos y para facilitar los cálculos se utilizan tablas *Excel*.

#### **9.3.2.1. Pérdidas en transformadores**

En el caso de los transformadores el cálculo es algo más sencillo. Las pérdidas se dividen en regímenes de viento. Para cada régimen de viento se calculan las pérdidas y luego se hace una suma total. Esta suma total está compuesta por la suma de las pérdidas totales en el cobre más las pérdidas totales en el hierro.

- Para las pérdidas en el cobre:

$$P_{Cu}(\%) = \frac{P_{Cu} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{I_i}{I_n}\right)^2 \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i} \quad (22)$$

- Para las pérdidas en el hierro:

$$P_{Fe}(\%) = \frac{P_{Fe} \cdot h_T \cdot N^{\circ}WTG/TrafoSST}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i} \quad (23)$$

Para calcular estas pérdidas es necesario calcular las corrientes correspondientes a cada tramo y la corriente que circula por el transformador. Estas corrientes se obtienen mediante las siguientes fórmulas:

- Corriente de cada tramo:

$$I_i = \frac{P_{tramo}}{\sqrt{3} \cdot U_{MT} \cdot \cos \varphi} \quad (24)$$

- Corriente del transformador:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{MT}} = 105,84 \text{ A} \quad (25)$$

### 9.3.2.2. Aerogeneradores

En el caso de los transformadores de aerogenerador se calculan las pérdidas eléctricas totales, es decir de la suma de los 20 aerogeneradores. Aplicando la fórmula (25) se obtiene que en los transformadores de aerogenerador circula una corriente de 105,8 A. El resto de los datos para determinar las pérdidas se recogen los datos en la Tabla 22.

Velocidad (m/s)	Frecuencia (%)	Horas/año	Potencia WTG (kW)	Potencia total WTG(kW)	Corriente tramo [Ii]	Corriente tramo en pu [Ii/In]	Energía generada por WTG [Pi*hi]	Energía Total generada [P*hi]
0	1,225%	107,27	0	0	0	0	0	0
1	4,543%	397,93	0	0	0	0	0	0
2	7,955%	696,82	0	0	0	0	0	0
3	10,422%	912,97	44	880	0,8913	0,0084	40.170	803.409
4	11,292%	989,19	207	4.140	4,1934	0,0396	204.762	4.095.237
5	10,967%	960,72	486	9.720	9,8453	0,0930	466.908	9.338.157
6	9,960%	872,49	891	17.820	18,0498	0,1705	777.387	15.547.747
7	8,952%	784,18	1.451	29.020	29,3942	0,2777	1.137.839	22.756.777
8	7,618%	667,34	2.185	43.700	44,2635	0,4182	1.458.146	29.162.924
9	6,192%	542,41	3.046	60.920	61,7056	0,5830	1.652.176	33.043.520
10	5,135%	449,85	3.909	78.180	79,1881	0,7482	1.758.448	35.168.965
11	4,080%	357,37	4.626	92.520	93,7131	0,8854	1.653.200	33.064.009
12	3,243%	284,08	5.057	101.140	102,4442	0,9679	1.436.609	28.732.184
13	2,431%	212,99	5.179	103.580	104,9157	0,9913	1.103.050	22.061.000
14	1,780%	155,91	5.194	103.880	105,2196	0,9941	809.771	16.195.429
15	1,314%	115,08	5.199	103.980	105,3208	0,9951	598.290	11.965.803
16	0,942%	82,53	5.200	104.000	105,3411	0,9953	429.157	8.583.134
17	0,633%	55,41	5.200	104.000	105,3411	0,9953	288.153	5.763.063
18	0,451%	39,47	5.198	103.960	105,3006	0,9949	205.158	4.103.159
19	0,306%	26,81	5.188	103.760	105,0980	0,9930	139.083	2.781.656
20	0,208%	18,22	5.148	102.960	104,2877	0,9853	93.811	1.876.227
21	0,140%	12,27	5.046	100.920	102,2214	0,9658	61.892	1.237.837
22	0,087%	7,58	4.873	97.460	98,7168	0,9327	36.929	738.572
23	0,053%	4,60	4.655	93.100	94,3005	0,8910	21.410	428.210
24	0,035%	3,07	4.433	88.660	89,8033	0,8485	13.593	271.865
25	0,020%	1,71	4.240	84.800	85,8935	0,8115	7.244	144.875
26	0,011%	0,92	4.085	81.700	82,7535	0,7819	3.758	75.155
27	0,000%	0,00	3.971	79.420	80,4441	0,7601	0	0
28	0,000%	0,00	0	0	0	0	0	0
29	0,000%	0,00	0	0	0	0	0	0
30	0,000%	0,00	0	0	0	0	0	0
31	0,000%	0,00	0	0	0	0	0	0

**Tabla 22 Tabla para el cálculo de pérdidas del transformador de aerogenerador.**

- Pérdidas en el cobre:

$$P_{Cu}(\%) = \frac{P_{Cu} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{I_i}{I_n}\right)^2 \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i} = 0,599\%$$

- Pérdidas en el hierro:

$$P_{Fe}(\%) = \frac{P_{Fe} \cdot h_T \cdot N^{o}WTG}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i} = 0,778\%$$

Sumando las pérdidas en el cobre y hierro se obtiene un total de 1,37%, es decir, 4.423,97 MWh.

### 9.3.2.3. Subestación

En el caso del transformador de subestación se aplica la fórmula (25) y se obtiene que en el transformador de subestación circula una corriente de 2.578,83 A. El resto de los datos para determinar las pérdidas se recogen los datos en la Tabla 23.

Velocidad (m/s)	Frecuencia (%)	Horas/año	Potencia WTG (kW)	Corriente tramo [Ii]	Corriente tramo en pu [Ii/In]	Energía Total generada [P*hi]
0	1,225%	107,27	0	0	0	0
1	4,543%	397,93	0	0	0	0
2	7,955%	696,82	0	0	0	0
3	10,422%	912,97	44	0,8913	0,0084	803.409
4	11,292%	989,19	207	4,1934	0,0396	4.095.237
5	10,967%	960,72	486	9,8453	0,0930	9.338.157
6	9,960%	872,49	891	18,0498	0,1705	15.547.747
7	8,952%	784,18	1.451	29,3942	0,2777	22.756.777
8	7,618%	667,34	2.185	44,2635	0,4182	29.162.924
9	6,192%	542,41	3.046	61,7056	0,5830	33.043.520
10	5,135%	449,85	3.909	79,1881	0,7482	35.168.965
11	4,080%	357,37	4.626	93,7131	0,8854	33.064.009
12	3,243%	284,08	5.057	102,4442	0,9679	28.732.184
13	2,431%	212,99	5.179	104,9157	0,9913	22.061.000
14	1,780%	155,91	5.194	105,2196	0,9941	16.195.429
15	1,314%	115,08	5.199	105,3208	0,9951	11.965.803
16	0,942%	82,53	5.200	105,3411	0,9953	8.583.134
17	0,633%	55,41	5.200	105,3411	0,9953	5.763.063
18	0,451%	39,47	5.198	105,3006	0,9949	4.103.159
19	0,306%	26,81	5.188	105,0980	0,9930	2.781.656
20	0,208%	18,22	5.148	104,2877	0,9853	1.876.227
21	0,140%	12,27	5.046	102,2214	0,9658	1.237.837
22	0,087%	7,58	4.873	98,7168	0,9327	738.572
23	0,053%	4,60	4.655	94,3005	0,8910	428.210
24	0,035%	3,07	4.433	89,8033	0,8485	271.865
25	0,020%	1,71	4.240	85,8935	0,8115	144.875
26	0,011%	0,92	4.085	82,7535	0,7819	75.155
27	0,000%	0,00	3.971	80,4441	0,7601	0
28	0,000%	0,00	0	0	0	0
29	0,000%	0,00	0	0	0	0
30	0,000%	0,00	0	0	0	0
31	0,000%	0,00	0	0	0	0

**Tabla 23** Tabla para el cálculo de pérdidas del transformador de subestación.

- Pérdidas en el cobre:

$$P_{Cu}(\%) = \frac{P_{Cu} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{I_i}{I_n}\right)^2 \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i} = 0,178\%$$

- Pérdidas en el hierro:

$$P_{Fe}(\%) = \frac{P_{Fe} \cdot h_T \cdot N^{\circ}TrafoSST}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot h_i} = 0,181\%$$

Sumando las pérdidas en el cobre y hierro se obtiene un total de 0,359%, es decir, 1.153,38 MWh.

#### 9.3.2.4. Pérdidas en conductores

En los conductores, para calcular de la manera más precisa las pérdidas, se debería estudiar cada tramo independientemente para cada velocidad de viento. Teniendo en cuenta que en este proyecto concreto hay 32 tramos de viento y 21 tramos de conductores, habría que hacer un total de 672 cálculos distintos. Debido a que esto llevaría mucho tiempo, SGRE utiliza un método que obtiene un cálculo muy aproximado.

Los conductores, tanto aéreos como subterráneos, tienen un coeficiente de correlación entre el régimen a plena carga y el régimen variable. Si este coeficiente se aplica al cálculo de las pérdidas a plena carga se obtienen las pérdidas a régimen variable de una manera muy aproximada.

Para calcular este coeficiente de régimen variable se sigue la misma metodología que para las pérdidas a régimen variable de los transformadores, obteniendo la Tabla 24.

Velocidad (m/s)	Frecuencia (%)	Horas/año	Potencia WTG (kW)	Corriente tramo [Ii]	Corriente tramo en pu [Ii/In]	Energía Total generada [P*hi]
0	1,225%	107,27	0	0	0	0
1	4,543%	397,93	0	0	0	0
2	7,955%	696,82	0	0	0	0
3	10,422%	912,97	44	0,8913	0,0084	803.409
4	11,292%	989,19	207	4,1934	0,0396	4.095.237
5	10,967%	960,72	486	9,8453	0,0930	9.338.157
6	9,960%	872,49	891	18,0498	0,1705	15.547.747
7	8,952%	784,18	1.451	29,3942	0,2777	22.756.777
8	7,618%	667,34	2.185	44,2635	0,4182	29.162.924
9	6,192%	542,41	3.046	61,7056	0,5830	33.043.520
10	5,135%	449,85	3.909	79,1881	0,7482	35.168.965
11	4,080%	357,37	4.626	93,7131	0,8854	33.064.009
12	3,243%	284,08	5.057	102,4442	0,9679	28.732.184
13	2,431%	212,99	5.179	104,9157	0,9913	22.061.000
14	1,780%	155,91	5.194	105,2196	0,9941	16.195.429
15	1,314%	115,08	5.199	105,3208	0,9951	11.965.803
16	0,942%	82,53	5.200	105,3411	0,9953	8.583.134
17	0,633%	55,41	5.200	105,3411	0,9953	5.763.063
18	0,451%	39,47	5.198	105,3006	0,9949	4.103.159
19	0,306%	26,81	5.188	105,0980	0,9930	2.781.656
20	0,208%	18,22	5.148	104,2877	0,9853	1.876.227
21	0,140%	12,27	5.046	102,2214	0,9658	1.237.837
22	0,087%	7,58	4.873	98,7168	0,9327	738.572
23	0,053%	4,60	4.655	94,3005	0,8910	428.210
24	0,035%	3,07	4.433	89,8033	0,8485	271.865
25	0,020%	1,71	4.240	85,8935	0,8115	144.875
26	0,011%	0,92	4.085	82,7535	0,7819	75.155
27	0,000%	0,00	3.971	80,4441	0,7601	0
28	0,000%	0,00	0	0	0	0
29	0,000%	0,00	0	0	0	0
30	0,000%	0,00	0	0	0	0
31	0,000%	0,00	0	0	0	0

Tabla 24 Tabla para el cálculo de pérdidas de los conductores.

De esta manera, con los datos obtenidos y aplicando la fórmula del coeficiente de régimen variable, se obtiene la fórmula (26).

$$C_{RV} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n I_i \cdot h_i} \cdot \frac{1}{I_{16}} \cdot 100 = 71,52\% \quad (26)$$

#### **9.3.2.5. Línea de AT**

Se parte de las pérdidas a plena carga de la línea de AT del apartado 9.3.1. y se multiplica por el coeficiente de régimen variable obtenido anteriormente.

$$\text{Pérdidas línea AT} = 0,88\% \cdot 0,7152 = 0,629\%$$

#### **9.3.2.6. Red de Media Tensión**

Se parte de las pérdidas a plena carga de la RMT del apartado 9.3.1. y se multiplica por el coeficiente de régimen variable obtenido anteriormente.

$$\text{Pérdidas RMT} = 1,16\% \cdot 0,7152 = 0,829\%$$

#### **9.3.2.7. Pérdidas de SSAA**

El consumo de 25 kW de los servicios auxiliares es considerado como pérdidas. Este consumo es constante en el tiempo, por lo que, para determinar sus pérdidas a régimen variable, únicamente se multiplica por las horas al año que van a estar en funcionamiento.

$$\text{Pérdidas SSAA} = 0,025\text{MW} \cdot 8760\text{ h} = 219\text{ MW}$$

### **9.3.3. Cálculo de pérdidas con DigSilent**

Una vez se ha visto el proceso de cálculo de pérdidas estimativo mediante la herramienta *Excel*, ahora se utilizará un *Script* en *DigSilent* para obtener unos resultados más precisos y fiables. Los cálculos realizados anteriormente han sido con fines comparativos, estimativos e instructivos del proceso de cálculo.

Para el cálculo de pérdidas en *DigSilent*, se utiliza un script. La función principal del script es calcular todas las pérdidas que existen en el modelo separándolas por cada elemento. Para ello, indicándole una serie de inputs el script es capaz de identificar cada elemento y generar una tabla que posteriormente se exportara para tratar y analizar los datos de una manera ordenada en *Excel*.

Cuando se va a ejecutar el *script*, aparece un menú, que se rellena según la Figura 44.

Name:

General Selection:

Input parameters:

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	double	v_max	30	m/s	Max. wind speed considered
2	double	v_step	1	m/s	Step for wind speed sweep
3	double	U_HV	40	kV	HV Voltage
4	double	U_LV	5	kV	LV Voltage
5	string	filtro_SSAA	*.ElmLod		Filtro de Servicios Auxiliares
6	string	filtro_OHL	AP*AP*.ElmLne		Filtro de Líneas aéreas MT
7	double	reserva_min	1	MVAr	Mínima reserva de Q antes de conectar BC

**Figura 44** *Parametros de entrada del Script de pérdidas.*

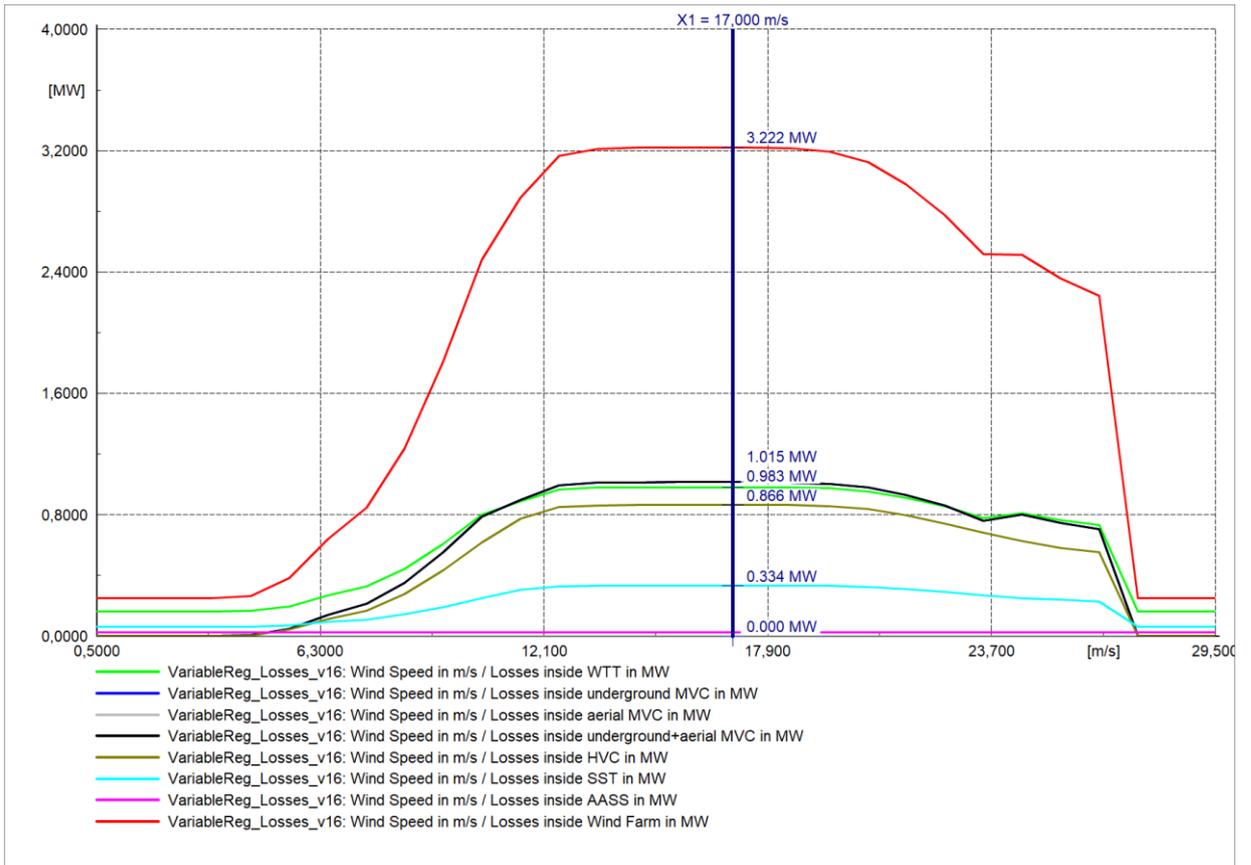
También se introducen las referencias al *Feeder*, curva de viento, *Station Control* y equipos de compensación (en caso de ser necesarios). En este caso, como no existen líneas compartidas las filas 4, 5 y 6 se dejan vacías.

External Objects:

	Name	object	Description
1	Trigger_vwind	Wind Speed	Trigger for wind speed
2	WindFarmFeeder	HV_WF_Line(20)	Feeder Element at PCC
3	StationCtrl	Station Control	Park Controller (ElmStactrl)
4	Feeder_comp_2		Feeder del parque compartido 2
5	Feeder_comp_3		Feeder del parque compartido 3
6	Feeder_comp_4		Feeder del parque compartido 4
7	CapBanks	CapBanksSet	Set of Capacitor Banks connected

**Figura 45** *Identificación de objetos para el Script de pérdidas.*

Una vez se introducen los datos, se ejecuta el *script* y como se ha mencionado anteriormente se obtiene la Tabla 25 con los datos obtenidos y se genera la Figura 46 donde se pueden observar las pérdidas por cada elemento de una manera más gráfica.



**Figura 46 Curva resumen de pérdidas por elemento.**

V. Viento	Frecuencia	Horas	Pérdidas en WTT	Pérdidas en RMT	Pérdidas en LAT	Pérdidas en SST	Pérdidas en SSAA	Pérdidas energía	Energía generada
(m/s)	%	h	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
0-1	1,225%	107,2746093	0	0	0	0	0	0	0,000000
1-2	4,543%	397,9337185	0	0	0	0	0	0	0,000000
2-3	7,955%	696,8229323	0	0	0	0	0	0	0,000000
3-4	10,422%	912,9652923	148,7823018	1,518261281	1,954658691	55,2681799	22,82413231	230,347534	1990,239687
4-5	11,292%	989,1877124	164,3743114	5,120035599	4,98550607	60,68369859	24,72969281	259,8932444	6587,894213
5-6	10,967%	960,7157745	189,3359434	46,97996209	40,4029019	67,69203347	24,01789436	368,4287352	12892,804733
6-7	9,960%	872,4885976	235,8336679	121,9983356	98,73691713	80,54989231	21,81221494	558,931028	20049,787974
7-8	8,952%	784,1756427	259,4664683	167,4779604	133,4047445	86,42242924	19,60439107	666,3759935	28167,588303
8-9	7,618%	667,3437922	295,5892552	234,0014313	184,3096779	95,71578542	16,6835948	826,2997447	34795,306658
9-10	6,192%	542,4084023	330,13145	300,3597376	235,1969618	104,5031148	13,56021006	983,7514742	37816,714350
10-11	5,135%	449,8460544	360,3406348	355,2384808	277,4587485	112,4142798	11,24615136	1116,698295	38650,769392
11-12	4,080%	357,3714816	317,2711851	321,2605229	276,3503636	108,693464	8,934287041	1032,509823	34879,455894
12-13	3,243%	284,0832899	274,7153593	282,9884329	241,5588622	93,43272137	7,102082247	899,797458	29249,212969
13-14	2,431%	212,9851332	208,6165952	215,4206182	183,6847684	70,87825756	5,32462833	683,9248677	22103,596913
14-15	1,780%	155,9051672	153,0882726	158,1550346	134,8275681	52,0018567	3,897629179	501,9703612	16204,782453
15-16	1,314%	115,0779321	113,0690166	116,8248151	99,58844244	38,40599398	2,876948303	370,7652165	11965,802689
16-17	0,942%	82,53013721	81,11466283	83,81389349	71,44609219	27,55144836	2,06325343	265,9893503	8583,133197
17-18	0,633%	55,41406818	54,44670479	56,25525373	47,9553346	18,4938357	1,385351704	178,5364805	5761,954476
18-19	0,451%	39,46863348	38,73139888	40,00860386	34,10922721	13,15714525	0,986715837	126,993091	4100,790979
19-20	0,306%	26,80855371	26,13614157	26,96479396	23,00136377	8,883228741	0,670213843	85,65574188	2774,148924
20-21	0,208%	18,22286839	17,39097622	17,86934474	15,27054504	5,921211294	0,45557171	56,90764901	1860,919229
21-22	0,140%	12,26552493	11,20304837	11,411133	9,789814584	3,828524156	0,306638123	36,53915823	1218,702496
22-23	0,087%	7,57821071	6,483568485	6,512759753	5,622698905	2,228607784	0,189455268	21,0370902	722,506609
23-24	0,053%	4,599460159	3,584952632	3,498583969	3,137604538	1,243197285	0,114986504	11,57932493	417,814786
24-25	0,035%	3,066376876	2,482728834	2,453941688	1,916516211	0,774165104	0,076659422	7,70401126	265,486901
25-26	0,020%	1,708432252	1,307985983	1,274909026	0,996082632	0,408838088	0,042710806	4,030526535	142,073136

26-27	0,011%	0,919892047	0,673808966	0,649103425	0,507316784	0,210998399	0,022997301	2,064224875	74,051193
27-28	0,000%	0	0	0	0	0	0	0	0,000000
28-29	0,000%	0	0	0	0	0	0	0	0,000000
29-30	0,000%	0	0	0	0	0	0	0	0,000000
30-31	0,000%	0	0	0	0	0	0	0	0,000000
31-32	0,000%	0	0	0	0	0	0	0	0,000000
<b>Total</b>	<b>99,990%</b>	<b>8759,168</b>	<b>3294,170</b>	<b>2578,056</b>	<b>2126,213</b>	<b>1109,363</b>	<b>188,928</b>	<b>9296,730</b>	<b>321275,538</b>

**Tabla 25 Resultados obtenidos por el Script de pérdidas.**

### 9.3.4. Resumen estudios de pérdidas

#### 9.3.4.1. Pérdidas con Excel

Las Tablas 26 y 27 representan un resumen de las pérdidas estimadas calculadas manualmente en el apartado 9.3.1 y 9.3.2. Puede observarse como a plena carga se obtienen un total de 3,42% y a régimen variable 3,25%.

CABEZA GORDA 104 MW			
PÉRDIDAS DE POTENCIA A PLENA CARGA			
Núm, Aerogeneradores: <b>20</b> SG5.0-145 AM+1 Potencia de aerogenerador: <b>5,200</b> MW Valor de media tensión: <b>30</b> kV			
Elemento	Potencia (MW)	Pérdidas (MW)	Porcentaje (%)
Transformadores de aerogenerador	104,000	1,078	1,03%
Circuito MT	104,000	1,211	1,16%
Transformador de potencia	104,000	0,316	0,32%
Circuito AT	104,000	0,665	0,88%
Servicios auxiliares	104,000	0,025	0,02%
<b>Total</b>	<b>104,000 MW</b>	<b>3,295 MW</b>	<b>3,42%</b>
		<b>Pérdidas totales</b>	<b>3,42%</b>

Tabla 26 Pérdidas a plena carga con Excel.

CABEZA GORDA 104 MW			
PÉRDIDAS DE ENERGÍA A RÉGIMEN VARIABLE			
Núm, Aerogeneradores: <b>20</b> SG5.0-145 AM+1 Potencia de aerogenerador: <b>5,200</b> MW Valor de media tensión: <b>30</b> kV			
Elemento	Energía/año (MWh)	Pérdidas/año (MWh)	Porcentaje (%)
Transformadores de aerogenerador	321.276	4.424	1,37%
Circuito MT	321.276	2.661	0,83%
Transformador de potencia	321.276	1.153	0,36%
Circuito AT	321.276	2.010	0,63%
Servicios auxiliares	321.276	219	0,07%
<b>Total</b>	<b>321.276</b>	<b>10.467 MWh</b>	<b>3,25%</b>
		<b>Pérdidas totales</b>	<b>3,25%</b>

Tabla 27 Pérdidas a régimen variable con Excel.

### 9.3.4.2. Pérdidas con DigSilent

Las Tablas 28 y 29 representan un resumen de las pérdidas estimadas calculadas mediante el script de *DigSilent* en el apartado 9.3.3. Puede observarse como se obtienen unas pérdidas más optimizadas. En los resultados a plena carga se obtienen un total de 3,10% y a régimen variable 2,89%.

CABEZA GORDA 104 MW			
PÉRDIDAS DE POTENCIA A PLENA CARGA			
Núm, Aerogeneradores: <b>20</b> SG5.0-145 AM+1 Potencia de aerogenerador: <b>5,200</b> MW Valor de media tensión: <b>30</b> kV			
Elemento	Potencia (MW)	Pérdidas (MW)	Porcentaje (%)
Transformadores de aerogenerador	104,000	0,983	0,95%
Circuito MT	104,000	1,016	0,98%
Transformador de potencia	104,000	0,334	0,32%
Circuito AT	104,000	0,866	0,83%
Servicios auxiliares	104,000	0,025	0,02%
<b>Total</b>	<b>104,000 MW</b>	<b>3,223 MW</b>	<b>3,10%</b>
		<b>Pérdidas totales</b>	<b>3,10%</b>

Tabla 28 Pérdidas a plena carga con DigSilent.

CABEZA GORDA 104 MW			
PÉRDIDAS DE ENERGÍA A RÉGIMEN VARIABLE			
Núm, Aerogeneradores: <b>20</b> SG5.0-145 AM+1 Potencia de aerogenerador: <b>5,200</b> MW Valor de media tensión: <b>30</b> kV			
Elemento	Energía/año (MWh)	Pérdidas/año (MWh)	Porcentaje (%)
Transformadores de aerogenerador	321.276	3.294	1,03%
Circuito MT	321.276	2.578	0,80%
Transformador de potencia	321.276	1.109	0,35%
Circuito AT	321.276	2.126	0,66%
Servicios auxiliares	321.276	189	0,06%
<b>Total</b>	<b>321.276 MWh</b>	<b>9.297 MWh</b>	<b>2,89%</b>
		<b>Pérdidas totales</b>	<b>2,89%</b>

Tabla 29 Pérdidas a régimen variable con DigSilent.

Los resultados muestran una gran mejora de un estudio a otro. En cuanto a resultados a plena carga se ha obtenido una mejora del 9,35%. En el caso del régimen variable, se obtiene una mejora del 11,07%.

En la Tabla 30 se comparan los resultados de ambos estudios con el requerimiento del cliente. En el caso del estudio de *DigSilent* se cumple con el requerimiento de pérdidas exigido.

Requerimiento/Estudio	REGIMÉN	LIMITE DE PÉRDIDAS
Requerimiento cliente	Plena carga	3,50%
	Régimen variable	3,00%
Estudio Excel	Plena carga	3,42%
	Régimen variable	3,25%
Estudio DigSilent	Plena carga	3,10%
	Régimen variable	2,89%

**Tabla 30 Comparación resultados de pérdidas.**

Aunque a priori la mejora pueda ser mínima y carente de relevancia, la realidad es totalmente opuesta. Estas decimas que varían de un estudio a otro pueden suponer un ahorro de miles de euros, lo que hace que la amortización del parque se cumpla en un tiempo inferior.

Como se ha explicado en apartados anteriores de este proyecto, el estudio realizado mediante *Excel* es un estudio meramente estimativo, es decir, el único fin de este estudio es tener una referencia o una base sobre la que poder comparar los resultados obtenidos con *DigSilent*. Sin los cálculos previos de *Excel* es más fácil cometer errores y más difícil detectarlos. Ambos estudios guardan cierta relación o coherencia entre sí, por lo que cuando algún resultado sobrepase de lo normal es más fácil detectar algún posible error cometido durante algún proceso de cálculo o en algún modelado de *DigSilent*. Por ello SGRE siempre realiza ambos estudios para asegurar y garantizar una fiabilidad en todos sus cálculos.

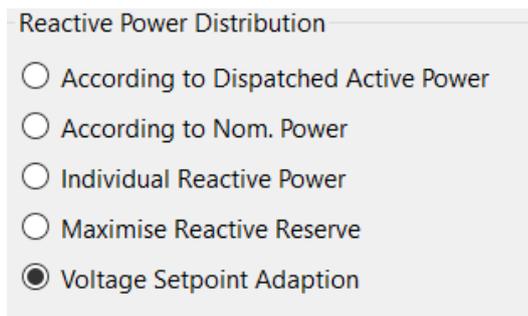
#### **9.4. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGAS**

A continuación, se va a analizar el cumplimiento del parque eólico, respecto al código de red español y en caso de no cumplimiento se dimensionarán los equipos de compensación necesarios para su cumplimiento.

Para poder realizar este estudio, se parte del modelo creado en *DigSilent* y se configuran dos elementos adicionales. Un *Feeder* y un *Station Control*. El *Feeder* es un elemento utilizado para delimitar la zona de cálculo al programa. Como en este caso se quiere hacer una evaluación completa del parque, se situará en el punto más cercano a la red externa.

Por otro lado, el otro elemento a configurar es el *Station Control*, que básicamente, se encarga de la regulación del parque. Para ello, se seleccionan todas las máquinas del parque y se crea el *Station Control*. De esta manera los aerogeneradores harán lo que el controlador de parque les pida. En este caso se va a pedir una regulación acorde al código de red español explicado en apartados anteriores.

El *Station Control* tiene diferentes modos de control (Figura 47), es importante escoger el modo de control que más se asemeje al funcionamiento real de parque, ya que en caso de no hacerlo el dimensionamiento de los equipos de compensación podría verse afectado.



**Figura 47 Tipo de distribución de reactiva.**

Los diferentes modos de distribución se resumen en un factor llamado  $K_p$ . Dependiendo del modo seleccionado, el *Station Control* lo único que hace es cambiar este factor y multiplicárselo a la reactiva que pueden dar los aerogeneradores.

Modos de distribución de reactiva:

- **According to Dispatched Active Power:** El factor  $K_p$  es proporcional a la potencia activa del aerogenerador. Cuanto mayor sea su  $P$ , mayor será su contribución en el control de la  $Q$ .
- **According to Nom. Power:** El factor  $K_p$  es proporcional a la potencia aparente ( $S$ ) del aerogenerador.
- **Individual Reactive Power:** Este modo es para introducir de forma manual la contribución de cada aerogenerador (en porcentaje).
- **Maximise Reactive Reserve:** Teóricamente, *DigSilent* calcula el  $K_p$  con el fin de optimizar las reservas de reactiva de las fuentes de energía.
- **Voltage Setpoint Adaption:** El *Station Control* le proporciona a cada aerogenerador un  $K_p$  específico, de tal manera que todas las barras de baja tensión se encuentren a la misma tensión. Gracias a este modo, el *Station Control* hace que los aerogeneradores más cercanos al PCC contribuyan más que los que están más lejos. De esta manera logra equilibrar las tensiones del PE.

Este último modo es el que más se asemeja al comportamiento real de un parque, por lo que será el utilizado.

#### **9.4.1. Curva de capacidad del parque**

El cálculo de la variación de la potencia reactiva se ha realizado para diferentes niveles de generación entre el vacío y potencia nominal. En el cálculo, se comprueba también que la tensión en las bornas de BT de los aerogeneradores se encuentre dentro del rango de operación, para la que se especifica la generación/consumo de reactiva.

Las capacidades reactivas de los aerogeneradores están limitadas para mantener el nivel de tensión en un rango determinado en los terminales de BT. El rango de tensiones límites 0,92 – 1,08 p.u. (0,9 - 1,10 p.u. en algunos casos) es el valor máximo especificado por el sistema SCADA. La disponibilidad de otro rango de tensiones debe consultarse con el departamento de Tecnología de SGRE.

En vacío (sin generación de potencia activa), el carácter reactivo del parque eólico será el resultante de la capacitiva generada por los cables subterráneos y líneas aéreas, y la poca inductiva consumida por los transformadores de aerogenerador y subestación. Lo cual suele resultar en un carácter capacitivo.

A medida que la generación de potencia activa aumenta hasta llegar a la potencia nominal, los cables subterráneos y las líneas aéreas, así como los transformadores de aerogenerador y subestación consumen más potencia reactiva, así el carácter del parque eólico se vuelve inductivo. El control de potencia reactiva de los aerogeneradores tratará de compensar la potencia reactiva a nivel de PCC para cumplir con los requisitos de reactiva del código de red.

Para poder hacer estas simulaciones, primero, se modela el CdR español (explicado en el documento de memoria de este proyecto) en *DigSilent*.

Name: GC España CASO A estatico (NTS 07/2019)				
Matrix:				
	p [pu]	q_min [pu]	q_max [pu]	
1	0,	-0,1	0,05	
2	0,1	-0,1	0,05	
3	0,1	-0,15	0,15	
4	0,2	-0,3	0,3	
5	1,	-0,3	0,3	

**Figura 48 Modelado del CdR español.**

Con el CdR modelado se procede a rellenar los inputs del *Script* encargado de calcular las curvas PQ. Primero se rellena para el caso de que no sean necesarios equipos de compensación de reactiva adicionales.

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	int	steps	100		Amount of calculation points (from. 0 to P_max)
▶ 2	double	pstart	0	p.u.	Start value for active power sweep
3	double	Pn	104	MW	Nominal active power of power plant (sum of installed generation po...
4	double	u_max_prot	1.08	p.u.	Max. allowed voltage at LV terminals (for warning in output window)
5	double	u_min_prot	0.92	p.u.	Min. allowed voltage at LV terminals (for warning in output window)
6	int	iParkCtrl	0	0/1	1 = Park controller active; 0 = local setpoints
7	int	ShntCtrl	0	0/1	1 = switch shunt on and off automatically
8	int	Lim_Q_uprot	1	0/1	1 = Limit Q to avoid over- and undervoltages (considering U>, U<)
9	int	Lim_Q_loading	1	0/1	1 = Limit Q to avoid overloading of transformers and lines
10	int	MaxLoading	110	%	Maximum loading (used for lim_Q_loading)
11	double	Qstep	0.5	%	Max error for Q reduction
12	int	i_CurveMW	1	0/1	1 = Show Plot in MW; 0 = Plot in p.u.

**Figura 49 Parametros de entrada para el Script PQ.**

Después, se introducen los objetos externos que se han modelado anteriormente (*Trigger* de viento, *Feeder*, *Station Control* y el código de red español). En esta primera simulación el apartado *Shunt* se deja vacío, ya que esta primera simulación sirve para determinar si la instalación de algún equipo externo de compensación va a ser necesaria.

External Objects:			
	Name	object	Description
▶ 1	Wind_trigger	Wind Speed	Selecciona el trigger de viento para que lo desconecte antes de hacer el PQ
2	Park	HV_WF_Line(20)	Feeder / Boundary at PoC (direction into the wind farm)
3	ParkCtrl	Station Control	Park Controller (ElmStactrl)
4	Shunt		Additional shunt (capacitor bank or reactor or set)
5	Requirement	GC España CASO A estatico (...)	Table with reference PQ curve

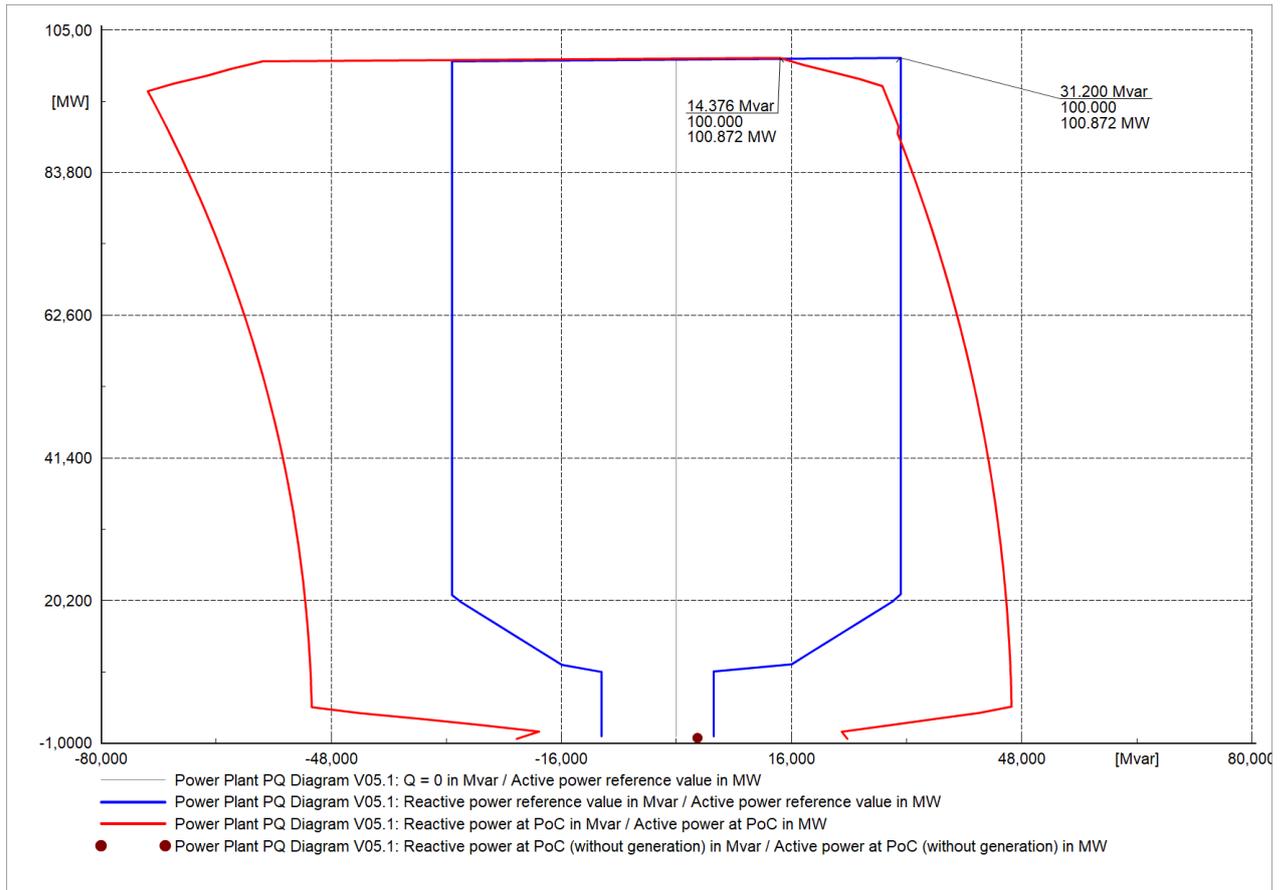
**Figura 50 Identificación de objetos para el Script PQ.**

En caso de que el parque no cumpla con el requisito del código de red, se rellena el script del mismo modo que antes, pero exceptuando el input de la línea número 7. La función de esta opción es activar la batería solo cuando haga falta.

El otro valor para modificar se encuentra en la tabla de *External Objects* en la línea 4. Dentro de este bloque se selecciona el objeto correspondiente al equipo de compensación modelado. El objetivo de esta función es decirle que bloque debe usarse para el *input* de la línea 7.

#### **9.4.1.1. Curva de capacidad del parque sin equipos externos de compensación de reactiva**

La figura 51 muestra la capacidad de potencia reactiva del parque eólico en el PCC considerando únicamente el control de reactiva de los aerogeneradores. No se incluye ningún equipo externo de compensación de potencia reactiva.



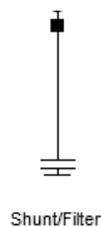
**Figura 51 Curva PQ sin equipos de compensación externos.**

La curva azul, representa el CdR modelado y la curva roja es la representación del comportamiento del parque a distintos niveles de potencia.

Los resultados muestran que es necesario instalar equipos externos de compensación de potencia reactiva para cumplir con los valores requeridos por el Código de Red.

#### **9.4.1.2. Curva de capacidad del parque con equipos externos de compensación de reactiva**

Una vez se ha visto la necesidad de instalar equipos de compensación, es preciso modelarlos en *DigSilent* y añadirlo al modelo de parque creado anteriormente. Para ello, se selecciona el bloque correspondiente:



**Figura 52 Representación de equipos de compensación en DigSilent.**

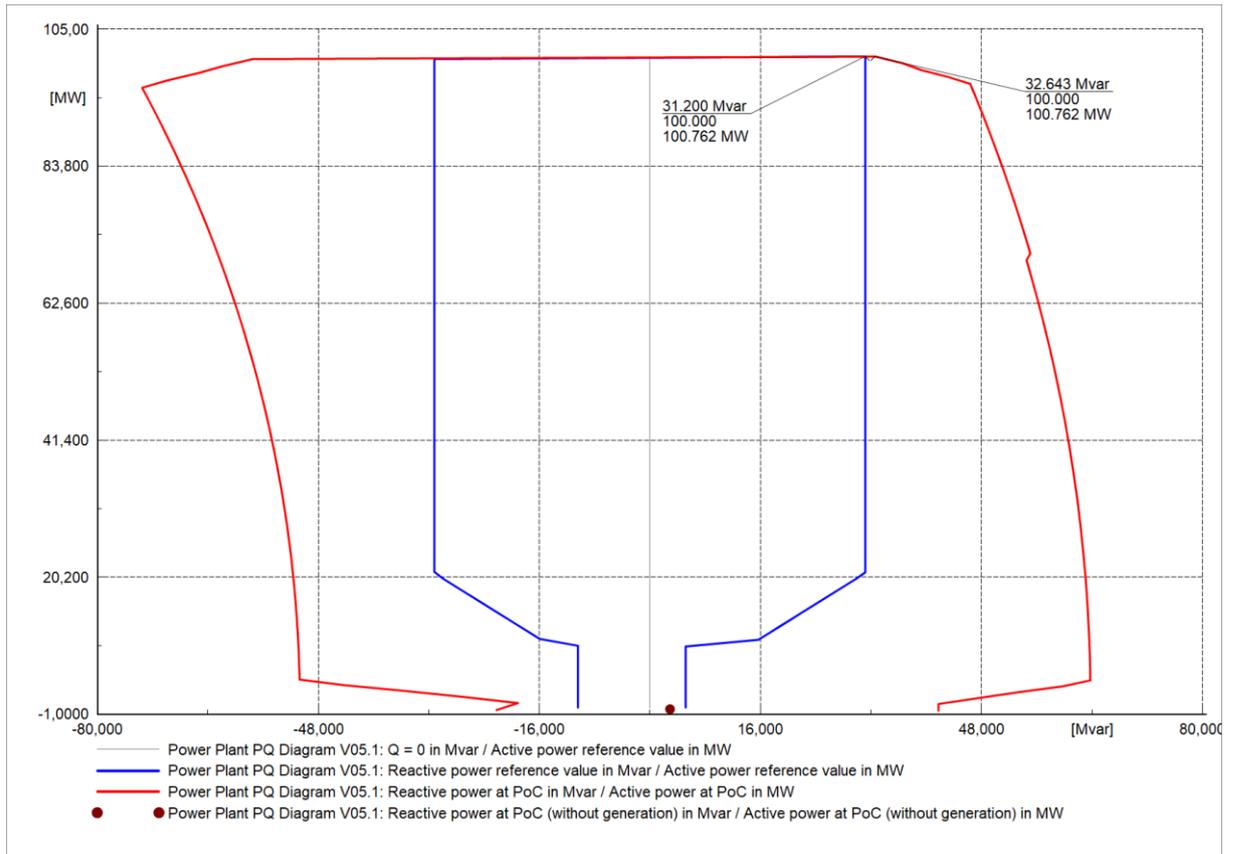
Dentro del objeto se escoge como tensión nominal la tensión del lugar donde se va a conectar el objeto. En el apartado *Shunt Type* se escoge el tipo de compensación deseado y por último se determina la potencia deseada del objeto.

The screenshot shows a configuration window for a compensation device. The 'Name' field is 'Shunt/Filter'. The 'Terminal' is 'Grid\MV\_SET\_WF\Cub\_13' and 'MV\_SET\_WF'. The 'System Type' is 'AC' and 'Technology' is '3PH-'Y''. The 'Nominal Voltage' is '30,0' kV. The 'Shunt Type' is 'C'. The 'Input Mode' is 'Default'. The 'Controller' section shows 'Max. No. of Steps' as 1, 'Act.No. of Step' as 1, 'Max. Rated Reactive Power' as 20 Mvar, and 'Actual Reactive Power' as 20 Mvar. The 'Design Parameter (per Step)' section shows 'Rated Reactive Power, C' as 20 Mvar and 'Loss Factor, tan(delta)' as 0. The 'Layout Parameter (per Step)' section shows 'Susceptance' as 22222,22 uS and 'Parallel Conductance' as 0,0 uS. A schematic diagram of a shunt capacitor is shown in the center.

**Figura 53** *Parámetros de los equipos de compensación.*

Con el objeto modelado, se han simulado varios escenarios, con diferentes valores de compensación de reactiva conectados a las barras de MT de la subestación de parque hasta alcanzar los valores requeridos por el Código de Red. Finalmente, se determina que 20 MVAR CAP son los necesarios para alcanzar el cumplimiento del CdR.

La Figura 54 muestra la curva de capacidad del parque eólico en el PCC, una vez que los 20 MVAR CAP están conectados (nunca al mismo tiempo) (solo si es necesario) y considerando también con el control de potencia reactiva de los aerogeneradores:

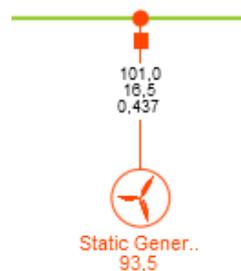


**Figura 54 Curva PQ con equipo de compensación externo.**

## 9.5. IMPLEMENTACIÓN HIPOTÉTICA DE TECNOLOGÍA DLR

Una vez todo el parque este modelado, se van a realizar diferentes flujos de carga para hacer un pequeño estudio estimativo de lo que supondría la implementación de sistemas DLR en la línea aérea.

Actualmente, la línea aérea esta dimensionada para poder evacuar el 100% de la potencia instalada del parque. Para este estudio, se necesita que la línea este sobrecargada, es por ello que se va a añadir en la barra de alta tensión otro parque de la misma potencia que el que se ha diseñado, tal y como se muestra en la Figura 55. En este caso el parque entero ha sido sustituido por un único generador ya que para este estudio únicamente se va a trabajar con las potencias de los parques.



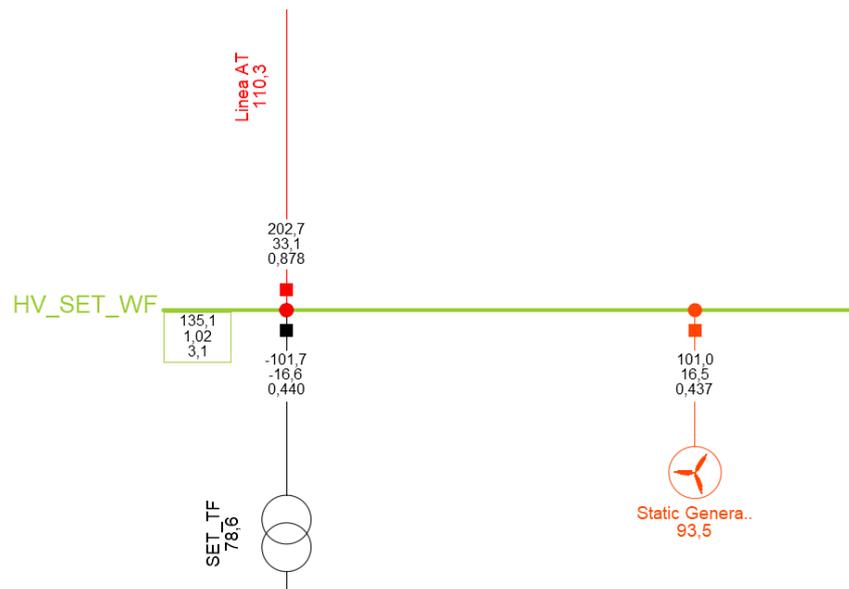
**Figura 55 Potencia del parque eólico ficticio.**

Mediante este estudio se quiere analizar la cantidad de potencia que podría llegar a aprovecharse con la implementación de tecnologías DLR. Durante los flujos de carga, el primer parque, es decir, el que se ha modelado se mantendrá siempre a plena carga. El segundo parque se verá limitado en potencia en función de la sobrecarga de la línea aérea de alta tensión.

Para poder realizar el estudio se necesita ajustar los parámetros de la pestaña flujo de cargas en *DigSilent* como se muestra en la Figura 56.

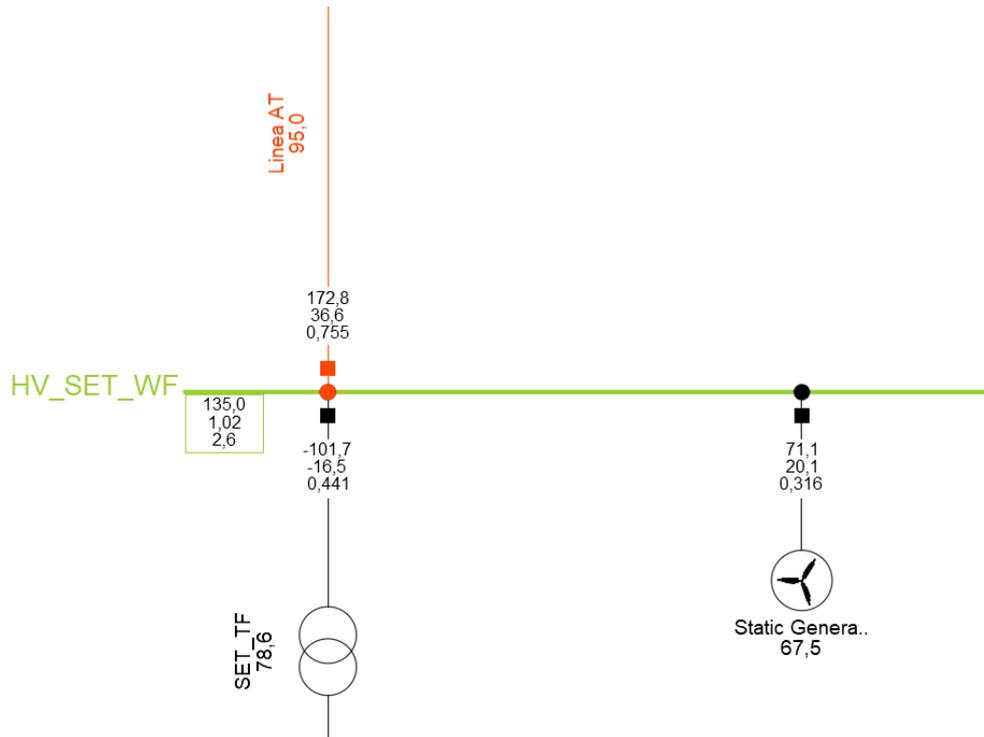
**Figura 56 Configuración de los flujos de carga.**

Una vez se han ajustado los parámetros del flujo de cargas y se ha modelado el segundo parque eólico, el primer escenario a evaluar es el nivel de carga de la línea aérea de alta tensión cuando ambos parques funcionan a plena carga, Figura 57.



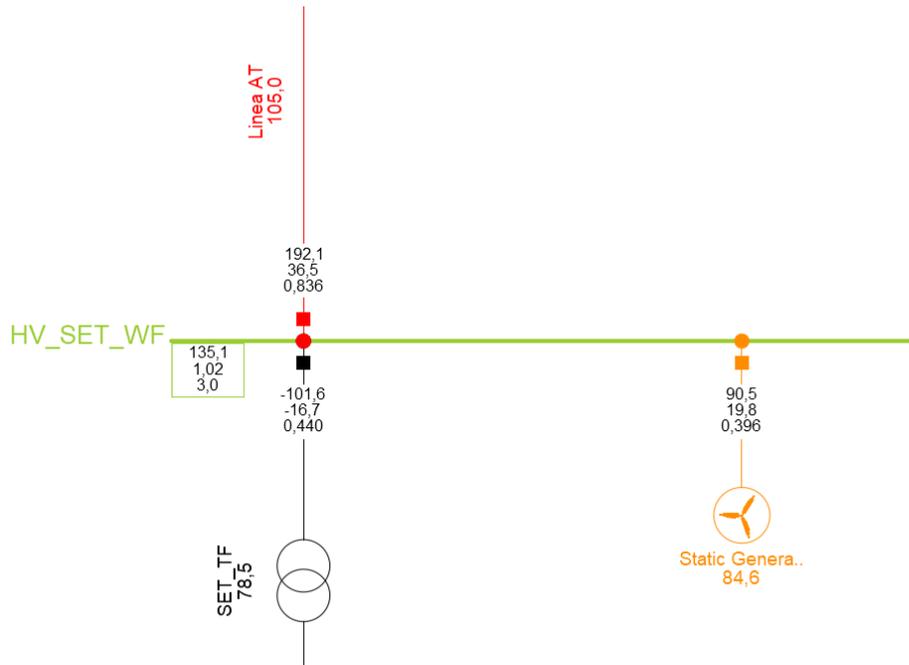
**Figura 57 Parques trabajando a plena carga.**

En este primer caso, la línea de evacuación se encuentra sobrecargada al 110,3% de su capacidad. Normalmente, esta línea no podría trabajar tan sobrecargada y el operador de red limitaría su capacidad de evacuación, de tal modo que se quedase cargada al 95% de su capacidad por temas de seguridad y fiabilidad en la transmisión. Para poder cumplir con el requisito del 95% el segundo parque eólico debería limitar su capacidad de generación hasta los 71,1 MW de potencia, tal y como se muestra en la Figura 58.



**Figura 58 Limitación de potencia del parque eólico ficticio para un 95% de carga de la línea de evacuación.**

Como se puede ver este sería el procedimiento habitual de operación, pero como se ha explicado en la parte teórica de este proyecto, mediante la tecnología DLR se podría monitorizar en todo momento las condiciones técnicas o ambientales que pueden influir en la capacidad de transmisión de la línea. Es por ello que para el último escenario de simulación se va a suponer que se ha monitorizado la meteorología del lugar mediante tecnología DLR y se ha obtenido que en las próximas horas de funcionamiento de los parques existen unas condiciones meteorológicas capaces de refrigerar la línea aérea de alta tensión de tal modo que van a permitir trabajar hasta el 105% de su capacidad, Figura 59.



**Figura 59 Limitación de potencia del parque eólico ficticio para un 105% de carga de la línea de evacuación.**

Como se puede observar, comparando las tres simulaciones anteriores, puede verse como varia el nivel de sobrecarga de la línea en función de la potencia del segundo parque, ya que el primero siempre se mantiene a plena carga. Se resumen los resultados obtenidos en la Tabla 27.

Escenario	Nivel de sobrecarga	Potencia P.E. ficticio (MW)	Diferencia respecto a plena carga	
			(MW)	(%)
1º	110,3%	101	-	-
2º	95%	71,1	29,9	-29,90%
3º	105%	90,5	10,5	-10,39%

**Tabla 31 Resumen comparativo de los diferentes escenarios.**

Tal y como se ve en los resultados, la sobrecarga de la línea puede suponer una gran optimización en la energía evacuada casi un total de 20MW en parques de estas características. Es por ello que la implementación del DLR pueda suponer grandes ahorros económicos y materiales para los operadores de red.

## 10. CONCLUSIONES

Una vez visto todo el proceso de dimensionamiento del parque y un caso hipotético de estudio sobre la implementación de tecnología DLR pueden sacarse algunas conclusiones.

En cuanto al estudio de pérdidas, no cabe ninguna duda de que los resultados obtenidos con *DigSilent* son mucho más fiables y precisos que los calculados con *Excel*.

Durante el proceso de cálculo mediante *Excel* se hacen varias aproximaciones dando como resultado situaciones más desfavorables para el parque, lo que se traduce en una mayor estimación de pérdidas. Esto no quita para que la estimación realizada con *Excel* no sirva para obtener unos cálculos aproximados y tener un poco de referencia los resultados que pueden obtenerse mediante *DigSilent*.

*DigSilent* es una herramienta de simulación muy compleja y es fácil cometer algún a la hora del modelado de cualquier elemento del parque. Es por ello por lo que un pre-estudio con *Excel* puede ayudar a prevenir o incluso encontrar algún tipo de error durante el proceso de diseño de un parque. La combinación de ambos estudios puede ser el método óptimo para realizar un correcto diseño del parque.

Por otra parte, en el estudio de flujo de cargas, se ha podido ver como el parque eólico de Cabeza Gorda no es capaz de cumplir los requisitos de red únicamente con el control de potencia reactiva de los aerogeneradores. Por ello, es necesario incluir a las barras de MT de la subestación del parque 20 MVar CAP.

Finalmente, sobre el estudio de implementación de tecnología DLR, puede observarse como a priori con un análisis del comportamiento del conductor aéreo frente a sus características físicas, podría suponer un aprovechamiento de mucha más energía de la que se transporta con las limitaciones actuales. Los resultados de este estudio hipotético muestran como en buenas condiciones, se podría evacuar hasta un 20 % más de energía.

## 11. REFERENCIAS

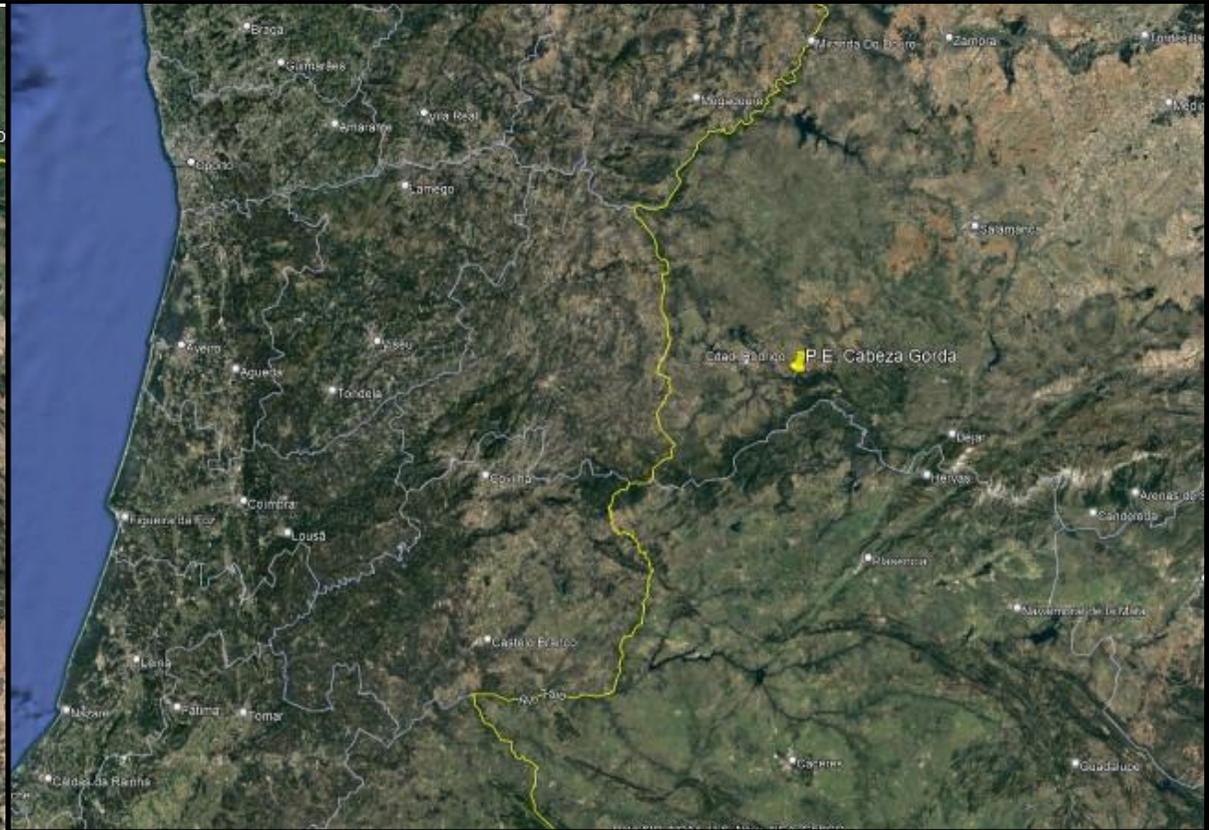
- [1] Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631" (Revisión 2.0 - 03/11/2020). <https://aelec.es/wp-content/uploads/2021/07/20210709-NTS-SENP-v1.1.pdf>.
- [2] TYNDP 2014. (s. f.). Recuperado 19 de septiembre de 2022, de <https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2014/>.
- [3] Seppa, T. (2002). Increasing transmission capacity by real time monitoring. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309), 2, 1208-1211 vol.2.
- [4] Krontiris, T. & Wasserrab, Andreas & Balzer, Gerd. (2010). Weather-based loading of overhead lines — Consideration of conductor's heat capacity. 1 - 8.
- [5] Fernandez, E., Albizu, I., Bedialauneta, M. T., Mazon, A. J., & Leite, P. T. (2016). Review of dynamic line rating systems for wind power integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 80-92.
- [6] "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors," in IEEE Std 738-2006 (Revision of IEEE Std 738-1993), vol., no., pp.1-58, 30 Jan. 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.301349.
- [7] R. Bernardo, A. Coelho, N. Diogo, Increasing the operation efficiency of EDP DISTRIBUIÇÃO overhead power lines, 21nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2011), Frankfurt, 2011.
- [8] Daconti, J. R., & Lawry, D. C. (2003, September). Increasing power transfer capability of existing transmission lines. In 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No. 03CH37495) (Vol. 3, pp. 1004-1009). IEEE.
- [9] Ausen, J., Fitzgerald, B. F., Gust, E. A., Lawry, D. C., Lazar, J. P., & Oye, R. L. (2006, October). Dynamic thermal rating system relieves transmission constraint. In ESMO 2006-2006 IEEE 11th International Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance. IEEE.
- [10] Moghe, R., Lambert, F. C., & Divan, D. (2011). Smart "stick-on" sensors for the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 241-252.
- [11] Ghafourian, M., Bridges, G. E., Nezhad, A. Z., & Thomson, D. J. (2013). Wireless overhead line temperature sensor based on RF cavity resonance. *Smart materials and structures*, 22(7), 075010.
- [12] Raniga, J. K., & Rayudu, R. K. (2000, January). Dynamic rating of transmission lines—a New Zealand experience. In 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 00CH37077) (Vol. 4, pp. 2403-2409). IEEE.
- [13] Matus, M., Sáez, D., Favley, M., Suazo-Martínez, C., Moya, J., Jiménez-Estévez, G., ... & Jorquera, P. (2012). Identification of critical spans for monitoring systems in dynamic thermal rating. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(2), 1002-1009.

- [14] B. Forbes, D. Bradshaw, F. Campbell, Finding hidden capacity in transmission lines, *Transm. Distrib. World*, 2002, 54, (9).
- [15] E. Cloet, Elia, JL. Lilien, Uprating Transmission Lines through the use of an innovative real-time monitoring system, IEEE Power & Energy Society, ESMO conference. IEEE PES 12th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and live-line maintenance, Providence, Rhodes Island, 16-19 May 2011.
- [16] P. Schell, L. Jones, P. Mack, B. Godard, and JL. Lilien, Dynamic Prediction of Energy Delivery Capacity of Power Networks: Unlocking the Value of Real-Time Measurements, IEEE PES.
- [17] SJ. Syracuse, PG. Halverson, CV. Barlow, AW. Hernandez, Non-contact, real-time sensor system for accurate, secure, wireless monitoring of critical HV transmission line operating parameters, IEEE PES Joint Technical committee Meeting: TP&C Subcommittee, Atlanta, Georgia, 2009.
- [18] W. Zhang, K. Le Blanc, J. Gentle and T. McJunkin, "Operators Working with Transmission Flexibility: Enhancing Utility Control Rooms with Dynamic Line Rating Technique," in International Conference on Applied Human Factors and Ergonomics, 2017.
- [19] F. Soto, D. Alvira, L. Martin, J. Latorre, J. Lumberras and M. Wagensberg, "Increasing the capacity of overhead lines in the 400 kV Spanish transmission network: real time thermal ratings," *CIGRÉ*, vol. 22, p. 221, 1998.
- [20] Kazerooni *et al*, "Dynamic thermal rating application to facilitate wind energy integration," in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 2011.
- [21] A. Phillips, "Evaluation of Instrumentation and Dynamic Thermal Ratings for Overhead Lines," 2013.
- [22] J. McCall and T. Goodwin, "Dynamic Line Rating as a Means to Enhance Transmission Grid Resilience," in *CIGRE U.S. National Committee 2015 Grid of the Future Symposium*, 2015.
- [23] S. Karimi, P. Musilek and A. Knight, "Dynamic thermal rating of transmission lines: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 91, pp. 600-612, 2018.
- [24] J. Marmillo, N. Pinney, B. Mehraban, S. Murphy and N. Dumitriu, "Simulating the Economic Impact of a Dynamic Line Rating Project in a Regional Transmission Operator (RTO) Environment," in *CIGRE U.S. National Committee 2018 Grid of the Future Symposium*.
- [25] S. Abdelkader, S. Abbot, J. Fu, B. Fox, D. Flynn, L. McClean and L. Bryans, "Dyanmic Monitoring of Overhead Line Ratings in Wind Intensiv Areas," in *European Wind Energy Conference & Exhimiton*, Marsille, France, 2010.
- [26] E. Cloet and J. Lilien, "Uprating transmission lines through the use of an innovative real-time monitoring system," in *IEEE PES Proceedings of the 12th international conference on transmission and distribution construction, operation and live-line maintenance (ESMO)*, 2011.
- [27] S. Kim and M. Morcos, "An application of dynamic thermal line rating control system to up-rate the ampacity of overhead transmission lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 1231-1232, 2013.

- [28] J. Gentle, P. Anderson and T. Ashburn, "Get the Most from Your System with Dynamic Ratings," in Western Energy Institute, Phoenix, AZ, 2018.
- [29] A. W. Abboud, J. P. Gentle, T. R. McJunkin, B. A. Fehring and J. P. Lehmer, "Using Computational Fluid Dynamics to Assess Dynamic Line Ratings in Southern Idaho," CIGRE, 2018.
- [30] A. Abboud, J. P. Gentle, T. McJunkin, P. Hill, K. Myers, M. Meier, C. Meissner, P. Anderson and S. Woods, "Dynamic Line Ratings Predicted with Computational Fluid Dynamics Simulations in Complex Terrain," in WindEurope Summit, Hamburg, Germany, 2016.
- [31] B. Bhattari and e. al., "Improvement of Transmission Line Ampacity Utilization by Weather-Based Dynamic Line Rating," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 33, no. 4, pp. 1853-1863, 2018.
- [32] World Bank, "Smart grid to enhance power transmission in Vietnam (English)," World Bank Group. Washington, D.C., 2016.
- [33] Dynamic Line Rating Report to Congress June 2019. (s. f.). Energy.gov. Recuperado 19 de septiembre de 2022, de <https://www.energy.gov/oe/downloads/dynamic-line-rating-report-congress-june-2019>
- [34] R. Dupin, A. Michiorri and G. Kariniotakis, "Optimal Dynamic Line Rating Forecasts Selection Based on Ampacity Probabilistic Forecasting and Network Operators' Risk Aversion," Tpwrs, vol. 34, (4), pp. 2836-2845, 2019.
- [35] M. Numan et al, "Coordinated operation of reconfigurable networks with dynamic line rating for optimal utilization of renewable generation," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 125, 2021.

## **12. PLANOS**

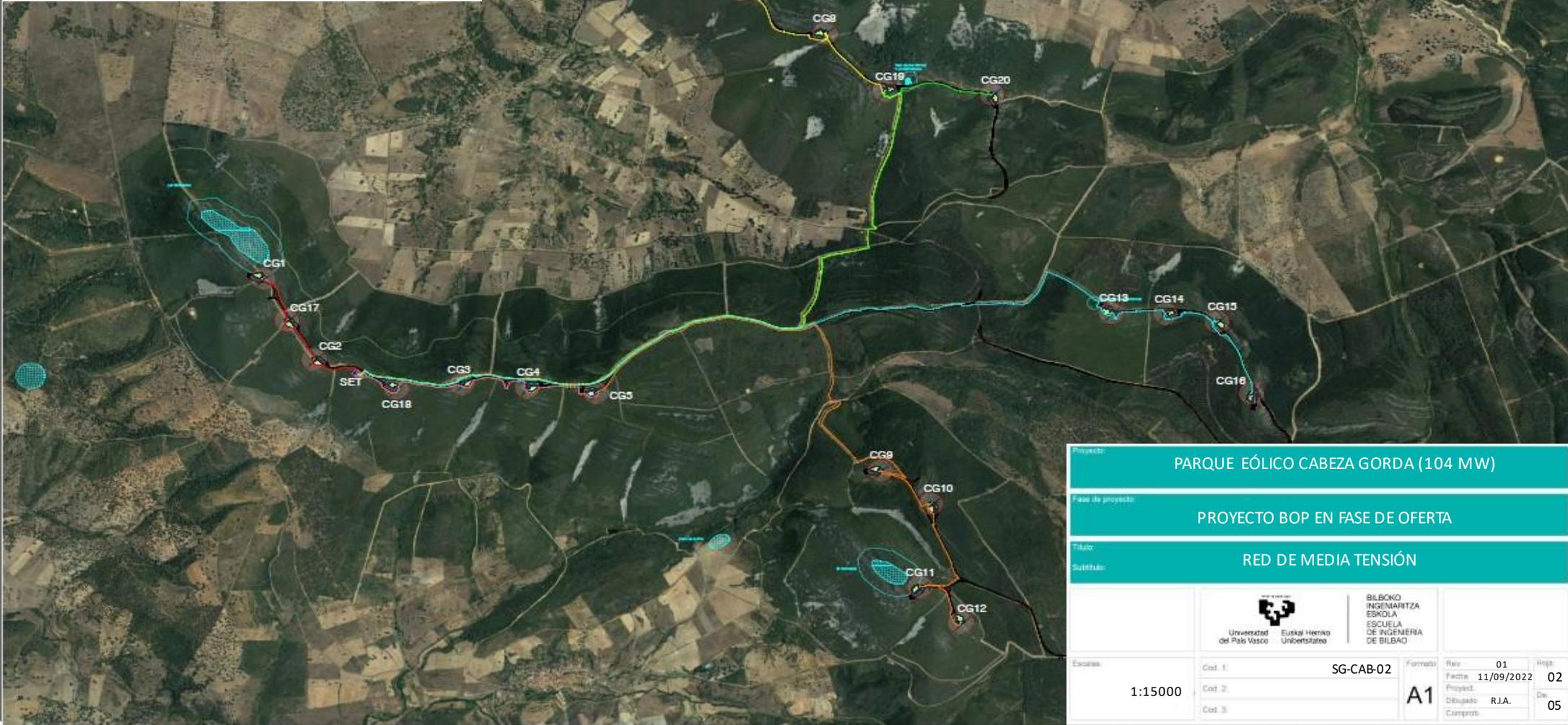
En este apartado se recogen diferentes planos correspondientes al proyecto del P.E. Cabeza Gorda:



Proyecto:				<b>PARQUE EÓLICO CABEZA GORDA (104 MW)</b>			
Fase de proyecto:				<b>PROYECTO BOP EN FASE DE OFERTA</b>			
Título:				<b>EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO</b>			
Sustituye:							
							
Escala:		Cod. 1: <b>SG-CAB-01</b>		Formato:		Rev: <b>01</b>	
		Cod. 2:		<b>A1</b>		Fecha: <b>11/09/2022</b>	
		Cod. 3:				Dibujado: <b>R.I.A.</b>	
						Hoja: <b>01</b>	
						De: <b>05</b>	
						Cargos:	

### LEYENDA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	AERO SG-170 T-115r		SUBESTACIÓN DE PARQUE EÓLICO
	CIRCUITO 1		CIRCUITO 2
	CIRCUITO 3		CIRCUITO 4
	CIRCUITO 5		CIRCUITO 6
	YACIMIENTO ARQUEOLÓGICO		



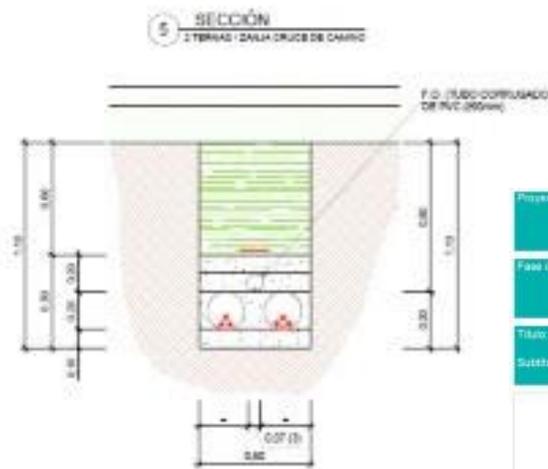
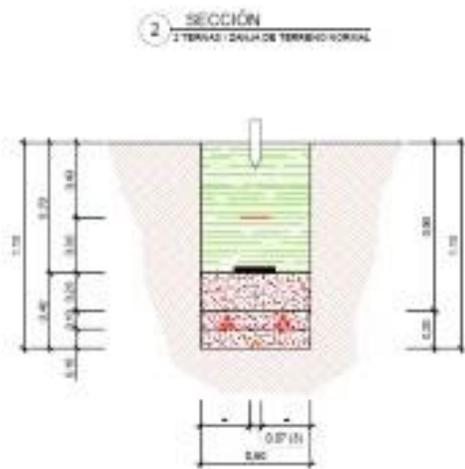
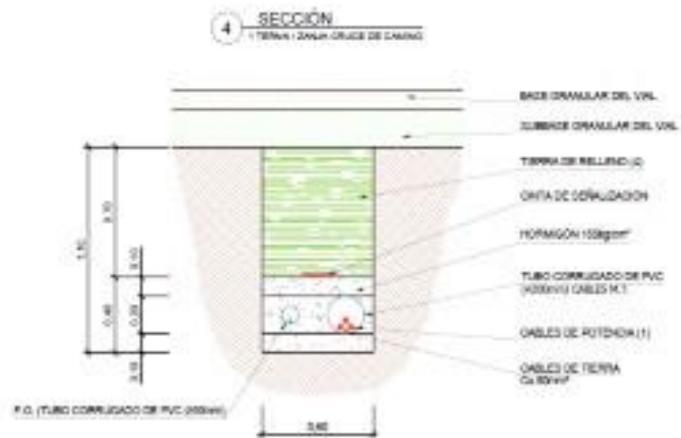
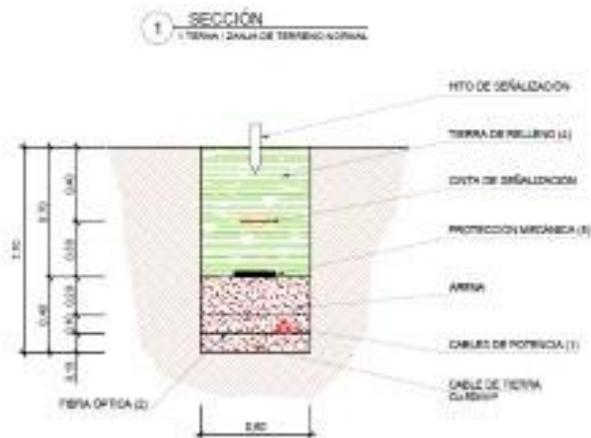
Proyecto: PARQUE EÓLICO CABEZA GORDA (104 MW)

Fase de proyecto: PROYECTO BOP EN FASE DE OFERTA

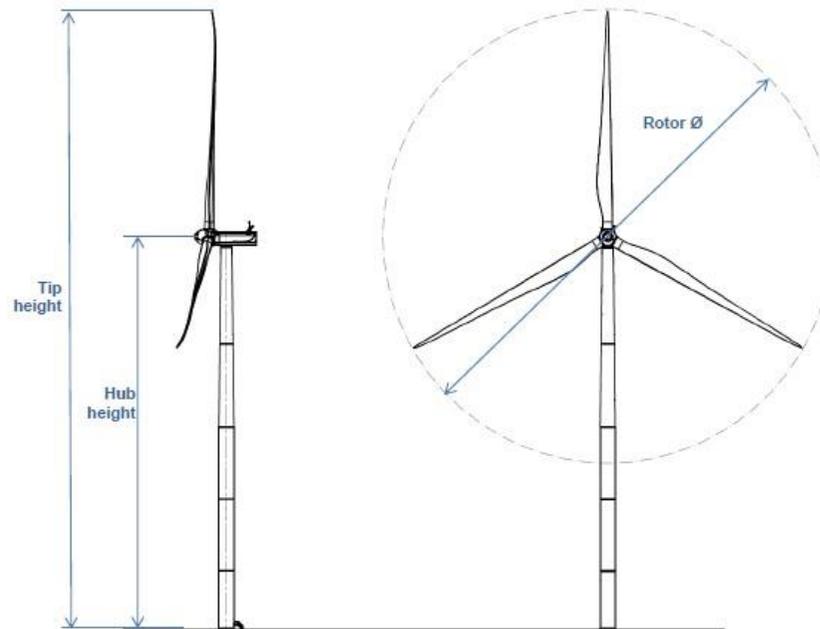
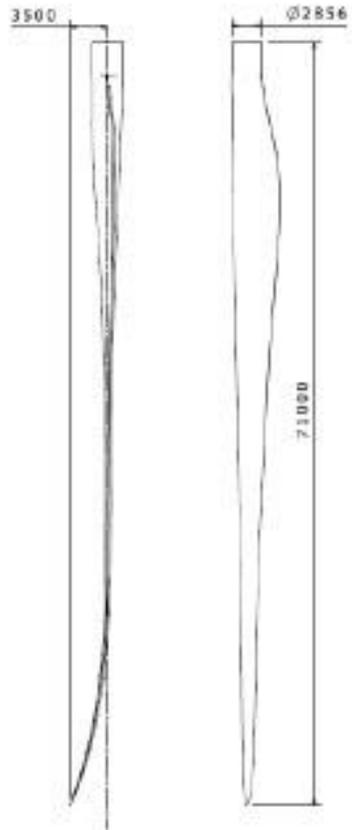
Título: RED DE MEDIA TENSIÓN

	BILBOKO INGENIARITZA ESKOLA ESCUELA DE INGENIERIA DE BILBAO
--	--

Escala:  1:15000	Cod. 1:	SG-CAB-02	Formato:  A1	Rev:	01	Hoja:  02
	Cod. 2:			Fecha:	11/09/2022	
	Cod. 3:			Dibujado:	R.I.A.	



Proyecto:	PARQUE EÓLICO CABEZA GORDA (104 MW)		
Fase de proyecto:	PROYECTO BOP EN FASE DE OFERTA		
Título:	TIPOS DE ZANJA		
Subtítulo:			
	 Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea		BILBOKO INGENIARITZA ESKOLA ESCUELA DE INGENIERIA DE BILBAO
Escala:	Cod. 1:	SG-CAB-03	Formato: Rey: 01 Hoja: 03 Fecha: 11/09/2022 Proyekt. De: R.J.A. Dibujado: Corregido: 05
	Cod. 2:		A1
	Cod. 3:		

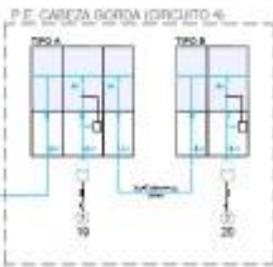
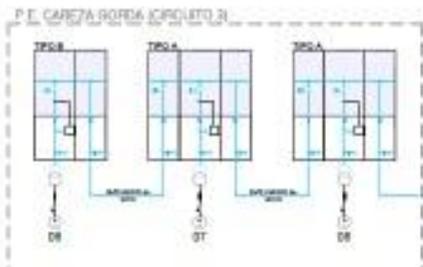
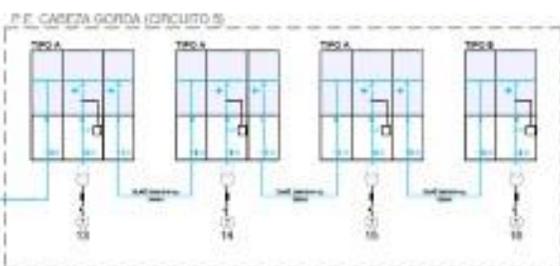
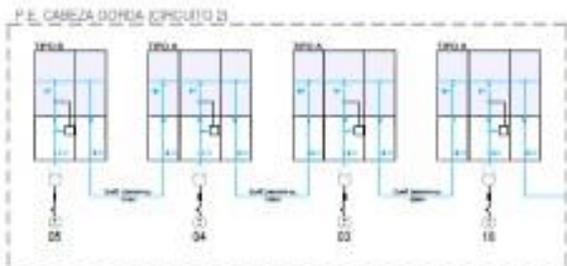
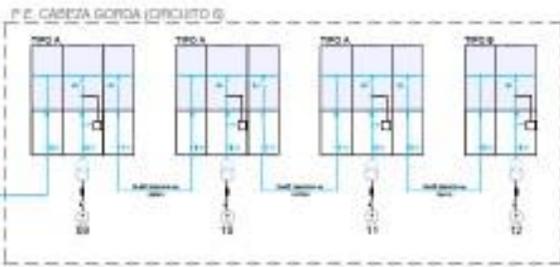
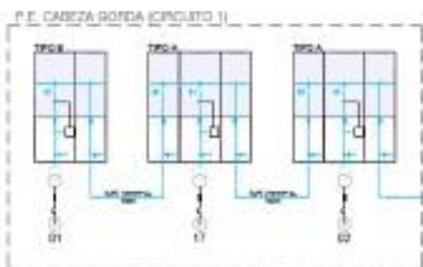


Tip height	152m, 162.5m, 175m, 200m, 237.5m
Hub height	79.5m, 90m, 102.5m, 127.5m, 165m
Rotor diameter	145m



Proyecto:				PARQUE EÓLICO CABEZA GORDA (104 MW)			
Fase de proyecto:				PROYECTO BOP EN FASE DE OFERTA			
Título:				MEDIDAS DEL AEROGENERADOR			
Subtítulo:							
		 Universidad del País Vasco		 Euskal Herriko Unibertsitatea		BILBOKO INGENIARITZA ESCOLA ESCUELA DE INGENIERIA DE BILBAO	
Escala:		1:1000		Cod. 1:		SG-CAB-04	
				Cod. 2:			
				Cod. 3:			
				Formato:		A1	
				Rev:		01	
				Fecha:		11/09/2022	
				Proyekt.:		04	
				Dibujado:		R.I.A.	
				Compr.:		05	

CELDAS M.T. (36kV) EN EDIFICIO DE CONTROL  
SET PARQUE EÓLICO CABEZA GORDA (13200kW)



LEYENDA			
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	CUBA ESTANCA CON AISLAMIENTO DE GAS		TRABAJO DE INTENSIDAD
	CABLES M.T. (30kV)		RELÉ ELECTRÓNICO (50S/150K)
	CABLES B.T. (33kV)		CONTACTOR
	SEÑALES DE ACTIVACIONES		TRANSFORMADOR BT/MT
	INTERRUPTOR SECCIONADOR (SPS, 3 POSICIONES)		FUSIBLE
	SECCIONADOR (SPS, 3 POSICIONES)		INTERRUPTOR
	INDICADOR DE PRESENCIA DE TENSIÓN (I.P.T.)		GENERADOR TIPO 30-170.0,3MW
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO		

**CELDAS 36kV, 630A, 20kA**

**Tipos de grupos funcionales:**  
 Tipo A: 1A+1L+0L  
 Tipo B: 1A+0L  
 Tipo C: 1Lx2+1A+0L

**Designación según apartamiento:**  
 1A: Interruptor automático  
 1L: Interruptor-seccionador de 3 posiciones  
 0T: Remonte con seccionador de p.a.t. de cables a barras  
 0L: Remonte rígido de cables a barras

**Designación según conectividad:**  
 NE: No extensible  
 LE: Extensible por la izquierda  
 RE: Extensible por la derecha  
 DE: Extensible por ambos lados

Proyecto: **PARQUE EÓLICO CABEZA GORDA (104 MW)**

Fase de proyecto: **PROYECTO BOP EN FASE DE OFERTA**

Título: **ESQUEMA DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN**

Subtítulo:

Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea

BILBOKO INGENIARITZA  
ESKOLA  
ESCUELA DE INGENIERIA  
DE BILBAO

Escala:	Cod. 1:	SG-CAB-05	Formato:	Rev: 01	Proy: 05
	Cod. 2:		A1	Fecha:	11/09/2022
	Cod. 3:			Proyect.:	R.I.A.
			Comprob.:		