



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA RED DE TRANSPORTE

Autor: Teresa Jiménez-Castellanos Vida

Director: Ramón Iturbe Uriarte

Madrid

Julio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de la integración de una planta de generación renovable en la red de transporte
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2019/20 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

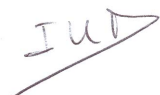
Teresa Jiménez-Castellanos

Fdo.: Teresa Jiménez-Castellanos Vida

Fecha: 13/ 07/ 2020

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ramón Iturbe Uriarte


Ramon Iturbe
2020.07.13
17:14:08 +02'00'
Fecha: 13/ 07/ 2020



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA RED DE TRANSPORTE

Autor: Teresa Jiménez-Castellanos Vida

Director: Ramón Iturbe Uriarte

Madrid

Julio de 2020

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA RED DE TRANSPORTE

Autor: Jiménez-Castellanos Vida, Teresa

Director: Iturbe Uriarte, Ramón

Entidad Colaboradora: Empresarios Agrupados Internacional

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo consiste en el desarrollo de una metodología para el estudio de conexión de nueva generación renovable a la red de transporte de España. Para ello se dimensionará un parque eólico ficticio sobre el que se desarrollan los estudios referidos.

Palabras clave: Código de red, energía renovable, PowerFactory.

1. Introducción

El incremento en el consumo energético durante las últimas décadas y las previsiones de crecimiento esperadas en el horizonte próximo justifican el aumento de la conexión de nueva potencia renovable a la red, que garantice un consumo no contaminante y reduzca la brecha energética existente.

La potencia renovable instalada a nivel mundial y nacional ha crecido de forma significativa en las últimas décadas, especialmente la eólica y la solar. La potencia renovable que cuenta con permiso de acceso y conexión en España a fecha de abril de 2020 es superior a la potencia total instalada actual, lo que muestra la magnitud de la tendencia de los próximos años.

Además, la energía renovable ha sido respaldada por la Unión Europea en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (septiembre de 2015) y el Acuerdo de París (diciembre de 2015), estableciendo metas concretas para el conjunto de la UE y cada uno de los países miembros en términos de penetración de energía renovable y emisiones de gases de efecto invernadero.

Si bien la energía renovable resulta fundamental para conseguir estos objetivos, no está exenta de retos para el sistema eléctrico, debido a su menor inercia en comparación con la generación convencional, su intermitencia ligada a la actual inviabilidad de almacenamiento de energía en grandes cantidades, la emisión de armónicos provocados por los dispositivos de electrónica de potencia y las fluctuaciones en la tensión y frecuencia de la red.

Con el fin de garantizar los requisitos de seguridad y calidad del suministro en el sistema eléctrico, se establecen los códigos de red, documentos que contienen la normativa relativa a la conexión de nuevos equipos de generación a la red.

En España, el código de red viene establecido por el operador de la red de transporte (REE) en su P.O.12.2. [1] Dicho código de red establece requisitos en términos de tensión, capacidad de potencia reactiva, calidad de onda y robustez, que serán estudiados para el parque eólico en cuestión.

2. Metodología

Este proyecto comprende cinco partes fundamentales, llevadas a cabo en orden cronológico. En primer lugar, se realiza un análisis de la motivación y los objetivos de proyecto, y se definen las tareas o actividades necesarias para el desarrollo del proyecto.

En segundo lugar, se procede a revisar el estado del arte, así como la familiarización con el software utilizado, PowerFactory, a través de manuales y ejemplos, y la normativa correspondiente: códigos de red a nivel nacional y europeo.

A continuación, se desarrolla el modelo del parque eólico en PowerFactory, realizando previamente un dimensionamiento y cálculo simplificado de las secciones de los conductores, cálculo de la caída de tensión y de las pérdidas totales, con el fin de analizar la configuración óptima de conexión de los aerogeneradores. La configuración elegida consiste en 8 circuitos que conectan los 34 aerogeneradores de 3,45 MW de potencia a la subestación, siendo la potencia total del parque de 117,3 MW.

En cuarto lugar, se realizan los estudios de conexión a red sobre el modelo desarrollado. Se desarrollan estudios estáticos: flujo de cargas, capacidad de reactiva, cortocircuito y calidad de onda; y estudios dinámicos: comportamiento del parque ante huecos de tensión en el punto de conexión a la red.

En los estudios correspondientes se analizan distintos escenarios de tensión en el punto de conexión a la red, PCR (0,90 p.u., 1 p.u. y 1,0875 p.u.) y potencia reactiva generada y consumida por los aerogeneradores (factor de potencia unidad, inductivo y capacitivo).

Finalmente, se analizan los resultados obtenidos, determinando el cumplimiento o no de cada uno de los requisitos. Para agilizar la exportación de resultados y facilitar el análisis de éstos se desarrollan distintos scripts en Python que automatizan el proceso.

3. Resultados

A continuación, se resumen los resultados obtenidos para los estudios estáticos y dinámicos del parque.

Estudio estático

- ***Flujo de cargas***

Se observa que, con el fin de cumplir los requisitos de tensión establecidos por los aerogeneradores ($\pm 5\%$ de la tensión nominal en los nudos de BT) resulta necesario añadir un cambiador de tomas $\pm 10 \times 1,5\%$ en el transformador de conexión del parque a la red. Tras añadir el transformador, ningún nudo supera el $\pm 5\%$ de la tensión nominal y ninguna línea supera el 90% de carga, criterio de diseño fijado. Del mismo modo, las pérdidas totales del sistema son del 0,95% de la potencia total instalada, inferiores al límite del 2% propuesto.

- **Requisitos de reactiva**

Se realizan dos tipos de estudios. En primer lugar, el estudio a carga máxima, en el que se concluye la necesidad de añadir un banco de condensadores de $33\mu\text{F}$ en un solo escalón para cumplir los requisitos de generación de potencia reactiva.

En cuanto al estudio a carga parcial, se observa la necesidad de añadir un banco de condensadores del valor indicado anteriormente para el caso de tensión en el PCR igual a 0,9 p.u. En los casos de tensión en el PCR igual a 1 p.u. y 1.0875 p.u. se cumplen los requisitos de reactiva sin necesidad de conectar el banco de condensadores.

Las siguientes imágenes muestran el cumplimiento de los requisitos en el estudio a carga total (izquierda) y a carga parcial (derecha) para el caso de $V_{\text{PCR}}=1\text{p.u.}$, puesto que la curva del parque (roja) se sitúa fuera de la curva mínima requerida (azul).

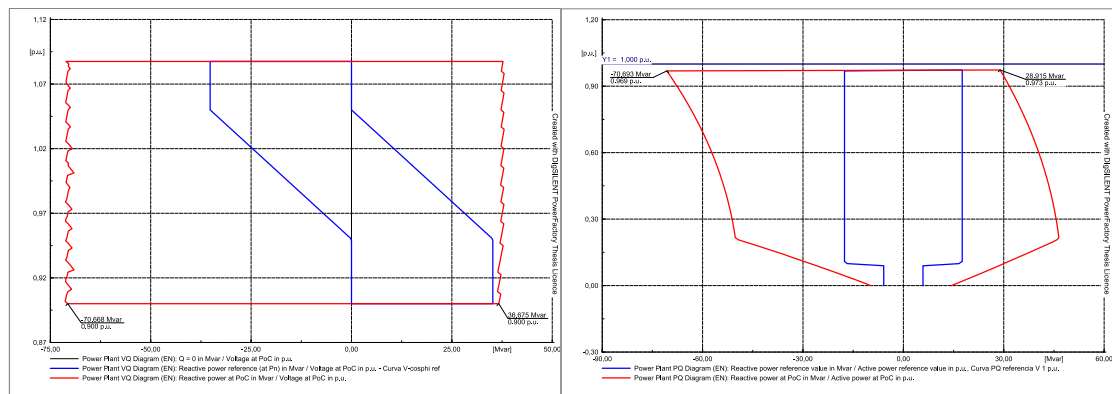


Figura 1. Resultados del estudio a carga total y a carga parcial tras añadir el banco de condensadores.

- **Cortocircuito**

La corriente de cortocircuito simétrica inicial más elevada se obtiene en el nudo MV_5.4, para falta trifásica en el PCR, alcanzando un valor de 26,13 kA. El valor máximo de cresta de la corriente de cortocircuito se obtiene en el mismo nudo y en el mismo tipo de falta, alcanzándose un valor de 53,05 kA. A partir de estos valores se dimensionan las protecciones, eligiendo interruptores del fabricante ABB de poder de corte de 31,5 kA y máxima corriente admisible de 80kA. [2]

- **Calidad de onda**

En primer lugar, se estudia el parpadeo o flicker, a corto y a largo plazo, comprobándose que los índices de severidad del parpadeo en el PCR en operación continua y en operación de conexión son inferiores a los valores límite establecidos por el P.O.12.2, según indica la tabla a continuación:

Modo de operación		Flicker en ST-Grid	Valor límite
Operación continua	Corto plazo	0,1789	0,8
	Largo plazo	0,1789	0,6
Operación de conexión	Corto plazo	0,052	0,8
	Largo plazo	0,031	0,6

Tabla 1. Resultados obtenidos del índice de severidad del flicker

En cuanto a la emisión armónica, se comprueba que la distorsión armónica de tensión y de corriente en el PCR es inferior a los límites establecidos por el P.O.12.2 y por el IEEE 519 [3], respectivamente. Se obtiene una tasa de distorsión armónica total de 0,053% en el PCR, inferior al límite del 3% establecido.

Estudio dinámico

- **Requisitos de robustez**

Por último, se analiza el comportamiento del parque ante huecos de tensión en el PCR para lo que resulta necesario utilizar el modelo dinámico de los aerogeneradores. Se comprueba que, tanto en el caso de cortocircuito trifásico en el nudo referido, como en el caso de cortocircuito bifásico, el sistema no pierde estabilidad y los aerogeneradores no se desconectan, recuperándose de la falta de forma más rápida que el mínimo exigido por el P.O.12.3. [4] También se analiza la inyección de corriente reactiva durante la falta, según indica dicho procedimiento de operación. La figura a continuación muestra los resultados obtenidos para la tensión en el PCR ante una falta trifásica:

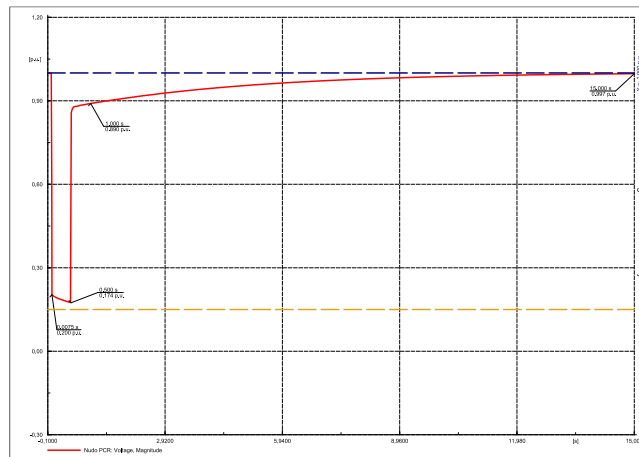


Figura 2. Resultados de la tensión en el PCR ante una falta trifásica.

4. Conclusiones

A lo largo de este trabajo queda patente la importancia de los estudios de conexión a red de nueva generación renovable con el fin de garantizar la seguridad del sistema eléctrico y de aumentar la penetración de renovables en el mix energético.

Se ha desarrollado una metodología para llevar a cabo de forma satisfactoria los estudios de conexión a red de un parque eólico, empleando el programa de simulación PowerFactory, que permite realizar estudios eléctricos de distintos tipos sobre modelos desarrollados en lugar de realizarlos directamente en el parque eólico, lo que supone una gran reducción en el coste y una mayor flexibilidad. Además, la automatización de los cálculos ha permitido exportar de forma ágil los resultados de las simulaciones, facilitando su análisis.

Finalmente se mencionan algunos aspectos a mejorar para futuros estudios, como el uso de datos reales de los aerogeneradores, un mayor nivel de automatización, o el análisis de la mejora de los requerimientos de inyección de reactiva en huecos de tensión.

5. Referencias

- [1] Red Eléctrica de España, «P.O.12.2. Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio» 2018.
- [2] ABB, «Catálogo Interruptores para Media Tensión» 2020.
- [3] IEEE, «Std 519. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems» 2014.
- [4] Red Eléctrica de España, «P.O.12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas» 2006.

ANALYSIS OF THE INTEGRATION OF A RENEWABLE POWER PLANT IN THE TRANSMISSION NETWORK

Author: Jiménez-Castellanos Vida, Teresa

Supervisor: Iturbe Uriarte, Ramón

Collaborating Entity: Empresarios Agrupados Internacional

ABSTRACT

This project aims to develop a methodology that analyses the fulfilment of the Spanish grid code requirements related to the connection of renewable generation to the transmission network. In order to perform this grid connection study, a fictitious wind farm will be sized.

Keywords: grid code, renewable energy, PowerFactory.

1. Introduction

The increase in energy consumption during the last decades in addition to the predictions of the future consumption in the coming years justify the increase of new renewable power installed. This tendency aims to guarantee a non-polluting energy consumption as well as to reduce the energy gap that exists today.

Renewable power installed both at a global and at a national level has increase significantly in the last decades, specially wind and solar power. Renewable power that already counts on access and connection authorization in Spain at April 2020 accounts for more gigawatts than the total installed power in our country. This fact shows the magnitude of the coming years' tendency.

Furthermore, renewable energy has been highly promoted by the European Union both with the Sustainable Development Objectives (September 2015) and the Paris Agreement (December 2015), that establishes concrete goals for the European Union and for each member in terms of renewable energy penetration and greenhouse gas emissions.

Although renewable energy is fundamental in order to achieve these objectives, it implies different challenges for the power sector due to its low inertia in comparison with conventional generation, its intermittency due to the lack of energy storage in a significant amount, the harmonic emissions caused by power electronics components and fluctuations in both grid voltage and frequency.

In order to guarantee the safety and power quality requirements in the power sector, grid codes are established. They are documents that contain the regulations related to the connection of new generation to the grid.

In Spain, the grid code is established by the transmission system operator (Red Eléctrica de España) in its P.O.12.2. [1] This grid code contains requirements in terms of voltage, reactive power capacity, power quality and robustness, that will be analysed throughout this project for the referred wind farm.

2. Methodology

This project comprises five fundamental parts, that have been executed in chronological order. Firstly, an in-depth analysis of the motivation and objectives is performed and the activities and tasks that will be developed throughout the project are defined.

Secondly, the state of the art is reviewed, as well as the familiarization with the software PowerFactory through examples and the User Manual, in addition to the grid codes at both European and national level.

Thirdly, the wind farm model is developed in PowerFactory. Previously a simplified calculus of the cables, voltage drop and total losses is executed, in order to analyse the optimum configuration for the connection of wind turbines. The chosen configuration consists of 8 circuits that connect the 34 wind turbines of 3.45 MW each to the substation. The total installed power of the wind farm is 117.3 MW.

Fourthly, grid connection studies are performed in the wind farm model. Static studies: load flow, reactive power capacity, short-circuit and power quality as well as dynamic studies: voltage sags in the point of common coupling (PCC), will be analysed.

In the referred studies, different scenarios will be analysed for the voltage in the PCC (0,90 p.u., 1 p.u. y 1,0875 p.u.) and reactive power generated or consumed (unit, inductive and capacitive power factor).

Finally, the results obtained are analysed in detail, determining the fulfilment or not of each of the requirements. In order to accelerate the exportation of results and ease its analysis, several Python scrips that automate the process have been developed.

3. Results

In this section, the results of the static and dynamic studies for the wind farm are summarized.

Static study

- ***Load flow***

In order to fulfil the voltage requirements established for both wind turbines ($\pm 5\%$ of nominal voltage in LV nodes) it is necessary to include a $\pm 10 \times 1.5\%$ tap changer in the transformer that connects the wind farm to the transmission network. After adding the tap changer every voltage in the grid is in the $\pm 5\%$ range and every line load is below 90%, which has been established as design criteria. System total losses in the worst scenario are 0.95% of total installed power, which is a lower value than the proposed limit of 2%.

- ***Reactive power requirements***

Two different studies are analysed. Firstly, the maximum load study, where it can be concluded that a 33 μ F capacitor bank connected in one step is needed to fulfil the reactive power generation requirements.

According to the partial load study, it can be realized the need to add a capacitor bank of the previously defined value for the case of voltage in the PCC equal to 0,90 p.u. In the cases of voltage in the PCC equal to 1 p.u. and 1.0875 p.u. requirements are verified without connecting the capacitor bank.

The following images shows the fulfilment of the requirements in both the maximum load study (left) and partial load study (right) for the case of $V_{PCC} = 1$ p.u., as the wind farm curve (red) is outside of the minimum curve required (blue).

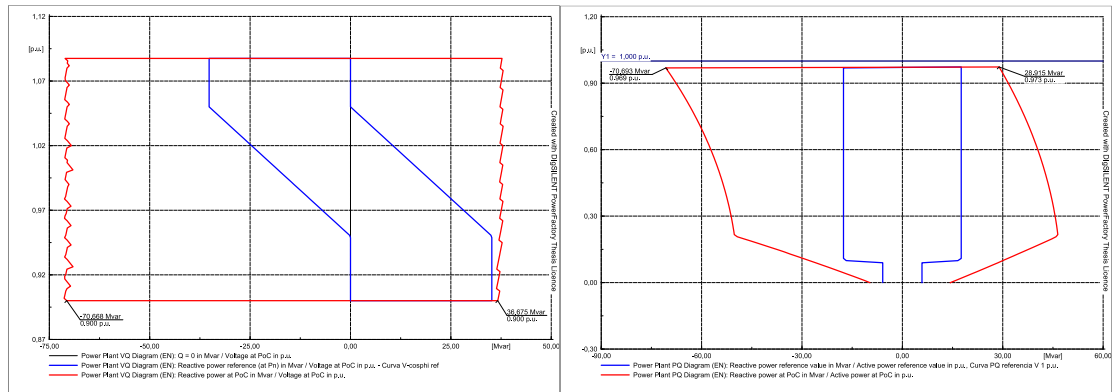


Figure 1. Results of the maximum load and partial load study after adding the capacitor bank.

- **Short-circuit**

The highest initial symmetric short-circuit current takes place in the node MV_5.4, for a three-phase fault in the PCC, and reaches a value of 26.13 kA. The maximum peak value obtained for the short-circuit current happens in the same node and fault type and its value is 53.05 kA. Taking into account these values, wind farm protections are designed. Switches chosen have a breaking current of 31.5 kA and a maximum current of 80 kA. [2]

- **Power Quality**

Firstly, flicker in both short and long term is studied. It is verified that flicker indexes in continuous operation and connection operations in the PCC are lower than the limit values proposed by the P.O.12.2, as the following table shows:

Operation Modes		Flicker in ST-Grid	Limit value
Continuous operation	Short term	0,1789	0,8
	Long term	0,1789	0,6
Connection operation	Short term	0,052	0,8
	Long term	0,031	0,6

Table 1. Results obtained for flicker indexes

According to the harmonic emission, it is verified that both voltage and current harmonic distortions in the PCC are lower than the limits established by P.O.12.2. and IEEE 529 Std. [3], respectively. A total harmonic distortion of de 0,053% is obtained in the PCC, lower than the 3% limit established by the P.O.12.2.

Dynamic study

- **Robustness requirements**

Finally, the behaviour of the wind farm against voltage sags in the PCC is analysed. In order to perform this study, dynamic models for wind turbines are used.

It is verified that both in the case of a three-phase fault in the PCC and in the case of a two-phase fault the system does not destabilize and the generators are not disconnected. The system recovers from the fault quicker than the minimum established by the P.O.12.3. [4]. In addition, the injection of reactive current during the fault is analysed, according to the referred P.O. The following figure shows the obtained results for the PCC voltage in the case of a three-phase fault:

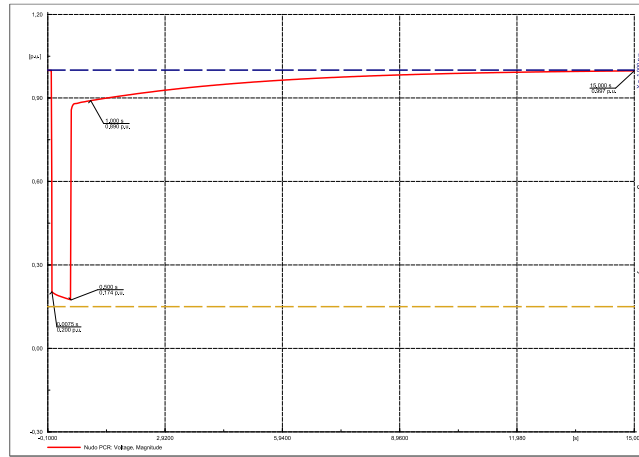


Figure 2. Results of the PCC voltage in the case of a three-phase fault

4. Conclusion

Throughout this project the importance of adequately performing the grid connection studies of new renewable energy has become evident in order to guarantee a safe power system and increase renewable energy penetration in the Spanish energy mix.

A methodology that satisfactorily performs the grid connection studies for a wind farm has been developed using the simulation software PowerFactory, that allows to execute electrical studies with models, instead of doing on-site studies. This fact significantly decreases the cost and provides a higher flexibility. In addition, the automation of results exportation has allowed to accelerate their analysis.

Finally, a few aspects that could be improved in future studies are mentioned, such as the use of real wind turbines data for the dynamic simulation and flicker and harmonic injections, a higher automation level for the graphs or a deeper analysis of the fulfilment of reactive current injection requirements during voltage sags.

5. References

- [1] Red Eléctrica de España, «P.O.12.2. Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio» 2018.
- [2] ABB, «Catálogo Interruptores para Media Tensión» 2020.
- [3] IEEE, «Std 519. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems» 2014.
- [4] Red Eléctrica de España, «P.O.12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas» 2006.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE	2
2.1. PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL	2
2.2. ACUERDO DE PARÍS	4
2.3. RETOS TÉCNICOS DE LA ENERGÍA RENOVABLE	9
2.4. LA ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA	10
2.5. CÓDIGOS DE RED	11
2.5.1. <i>Evaluación de la significatividad</i>	12
2.5.2. <i>Emisión de perturbaciones</i>	12
2.5.3. <i>Requisitos de frecuencia</i>	13
2.5.4. <i>Requisitos de tensión</i>	14
2.5.5. <i>Capacidad de potencia reactiva</i>	15
2.5.6. <i>Requisitos de robustez</i>	17
2.5.7. <i>Análisis de las diferencias con el código de red europeo</i>	18
CAPÍTULO 3. DIMENSIONAMIENTO	21
3.1. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO Y DE LAS CONFIGURACIONES A ESTUDIAR ..	21
3.1.1. <i>Red exterior</i>	23
3.1.2. <i>Transformadores</i>	23
3.1.3. <i>Líneas</i>	24
3.1.4. <i>Aerogeneradores</i>	27
3.2. DIMENSIONAMIENTO	30
3.2.1. <i>Cálculo de la sección de los cables</i>	30
3.2.2. <i>Cálculo de la caída de tensión</i>	32
3.2.3. <i>Cálculo de las pérdidas totales</i>	33
3.2.4. <i>Análisis económico</i>	33
3.3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA ELEGIDA	34
CAPÍTULO 4. MODELADO EN POWERFACTORY.	35
4.1. INTRODUCCIÓN A POWERFACTORY	35
4.2. MODELO DEL PARQUE. DESCRIPCIÓN DE LA TOPOLOGÍA	36
4.3. DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO	40

4.4. AUTOMATIZACIÓN.....	40
CAPÍTULO 5. ESTUDIO DE CONEXIÓN A RED.....	41
5.1. EVALUACIÓN DE LA SIGNIFICATIVIDAD	41
5.2. ESTUDIOS ESTÁTICOS.....	41
5.2.1. <i>Flujo de cargas</i>	41
5.2.2. <i>Análisis de cumplimiento de requisitos de tensión y potencia reactiva</i>	51
5.2.3. <i>Estudio de cortocircuito</i>	58
5.2.4. <i>Estudio de calidad de onda</i>	72
5.3. ESTUDIOS DINÁMICOS.....	79
<i>Huecos de tensión</i>	80
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	85
6.1. CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA.....	85
6.2. CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS.....	86
6.3. RECOMENDACIONES PARA FUTUROS ESTUDIOS	87
CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA	88
ANEXO I – ALINEAMIENTO DEL TFM CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	91
ANEXO II – AUTOMATIZACIÓN DE CÁLCULOS CON PYTHON	94
FLUJO DE CARGAS	94
CORTOCIRCUITO	97
CALIDAD DE ONDA.....	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Resultados del estudio a carga total y a carga parcial tras añadir el banco de condensadores.	7
Figura 2. Resultados de la tensión en el PCR ante una falta trifásica.	8
Figura 1. Evolución del mix energético mundial [1]	2
Figura 2. Coste levelizado de la energía solar y eólica en los últimos años [4]	3
Figura 3. Emisiones de gases de efecto invernadero en la UE y en España durante el periodo 2005-2017 [8]	7
Figura 4. Consumo de energía primaria y final en la UE, durante el periodo 1990-2018 [11]	8
Figura 5. Consumo de energía primaria y final en España, durante el periodo 1990-2018 [12]	8
Figura 6. Potencia instalada renovable en España durante la última década [14]	10
Figura 7. Requisitos de frecuencia en función de la tensión del PCR	14
Figura 8. Capacidad de potencia reactiva. Estudio a carga máxima.	15
Figura 9. Capacidad de potencia reactiva. Estudio a carga parcial.	16
Figura 10. Requisitos de consumo y generación de potencia reactiva [20]	16
Figura 11. Requisitos relativos a la capacidad de soportar huecos de tensión	17
Figura 12. Requisitos de capacidad de reactiva del código de red europeo. Estudio a carga máxima.	19
Figura 13. Requisitos de capacidad de reactiva del código de red europeo. Estudio a carga máxima.	20
Figura 14. Posición física aproximada de los aerogeneradores	22
Figura 15. Curva de potencia aerogenerador 3,45 MW	27
Figura 16. Distribución Weibull de la velocidad del viento – Albacete	28
Figura 17. Curva P-Q de los aerogeneradores	37
Figura 18. Diagrama unifilar del parque eólico modelado en PowerFactory.	38
Figura 19. Perfil de tensiones para el escenario 3.2	43
Figura 20. Perfil de tensiones del escenario 3.2 tras introducir un cambiador de tomas $\pm 10 \times 1,5\%$	46
Figura 21. Resultado flujo de cargas escenario 2.1 tras añadir el cambiador de tomas ..	49
Figura 22. Gráfico V-Q del parque	52
Figura 23. Gráfico V-Q del parque con compensación de reactiva	53

Figura 24. Gráfico P-Q del parque, escenario 1	54
Figura 25. Gráfico P-Q del parque con módulo de generación de reactiva a potencia 0.	54
Figura 26. Gráfico P-Q del parque, escenario 2	55
Figura 27. Gráfico P-Q del parque, escenario 2 con compensación de reactiva	56
Figura 28. Gráfico P-Q del parque, escenario 3	57
Figura 29. Corriente de cortocircuito en función del tiempo.	59
Figura 30. Tipos de cortocircuito a estudiar	60
Figura 31. Esquema unifilar cortocircuito.....	67
Figura 32. Variación de la intensidad de las fases en función de la intensidad máxima de la impedancia limitante.....	71
Figura 33. Distorsión armónica de tensión en el PCR	77
Figura 34. Distorsión armónica de corriente en el PCR	78
Figura 36. Impedancia característica de la red, PCR.....	79
Figura 37. Modelo red externa equivalente para cálculos dinámicos	80
Figura 38. Área del hueco de tensión en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación.	81
Figura 39. Resultados del hueco de tensión debido a falta trifásica en el PCR.	82
Figura 40. Resultados del hueco de tensión debido a falta bifásica en el PCR	82
Figura 41. Requisitos de intensidad ante un hueco de tensión	83
Figura 42. Resultados de corriente reactiva en una falta trifásica en el PCR	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resultados obtenidos del índice de severidad del flicker	7
Tabla 1. Objetivos a cumplir por el conjunto de la UE en 2020 y 2030 [6]	5
Tabla 2. Estado actual de los objetivos climáticos. España y Europa. [7]	6
Tabla 3. Estado de las solicitudes de acceso a la red a 30 de abril de 2020 [16]	10
Tabla 4. Evaluación de la significatividad de un módulo de generación	12
Tabla 5. Límites de emisión armónica	13
Tabla 6. Requisitos de frecuencia	13
Tabla 7. Requisitos de tensión en función de la tensión del PCR	14
Tabla 8. Comparativa de códigos de red en relación a la evaluación de la significatividad	18
Tabla 9. Número de aerogeneradores por circuito en cada una de las configuraciones ..	22
Tabla 10. Intensidades y potencias de cortocircuito máximas y mínimas en el PCR	23
Tabla 11. Especificaciones transformador 30/0,69kV	24
Tabla 12. Especificaciones transformador 400/30 kV	24
Tabla 13. Longitud de las líneas en cada una de las configuraciones	25
Tabla 14. Resistencia y reactancia por km de las distintas líneas	26
Tabla 15. Intensidades máximas admisibles para cada tipo de línea	26
Tabla 16. Parámetros característicos línea aérea	26
Tabla 17. Especificaciones aerogenerador	27
Tabla 18. Parámetros distribución Weibull de la velocidad del viento	28
Tabla 19. Energía anual generada por el parque	29
Tabla 20. Factores de corrección dimensionamiento cables	31
Tabla 21. Intensidad admisible corregida en cada línea. Configuración A	31
Tabla 22. Intensidad admisible corregida en cada línea. Configuración B	32
Tabla 23. Caída de tensión máxima para cada una de las configuraciones	33
Tabla 24. Comparación de las pérdidas en ambas configuraciones	33
Tabla 25. Comparación del coste de ambas configuraciones	34
Tabla 26. Elementos del parque. Notación	39
Tabla 27. Resumen de los casos de estudio definidos	40
Tabla 28. Escenarios flujo de cargas	42
Tabla 29. Tensión de la barra de 30 kV tras introducir un cambiador de tomas $\pm 10 \times 1\%$	44

Tabla 30. Tensión de la barra de 30kV tras introducir un cambiador de tomas $\pm 10 \times 1,5\%$	45
Tabla 31. Posición de la toma del transformador en cada uno de los escenarios	45
Tabla 32. Resultados de carga de las líneas en cada uno de los escenarios	48
Tabla 33. Pérdidas en las líneas y totales del parque en cada escenario	50
Tabla 34. Variación de tensión en la barra de 30 kV al introducir el banco de condensadores	57
Tabla 35. Impedancia de cortocircuito de los transformadores	62
Tabla 36. Impedancias homopolares y de secuencia directa e inversa de las distintas líneas	63
Tabla 37. Contribución a la corriente de cortocircuito de los aerogeneradores	64
Tabla 38. Impedancia limitadora	64
Tabla 39. Factor de tensión en el cálculo de corrientes de cortocircuito [30]	65
Tabla 40. Corriente de cortocircuito simétrica inicial para distintos tipos de falta	68
Tabla 41. Valor de cresta de la corriente de cortocircuito para distintos tipos de falta	69
Tabla 42. Coeficientes de parpadeo para cada aerogenerador	74
Tabla 43. Resultados del análisis de los índices de severidad del parpadeo	75
Tabla 44. Inyección armónica de corriente de cada aerogenerador	76
Tabla 45. Límites establecidos por la norma IEEE 519 para la distorsión armónica de corriente en el caso de sistemas de tensión $V > 161$ kV en el PCR [33]	78
Tabla 46. Objetivos de desarrollo sostenible relacionados con este trabajo	92

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

AT.....	Alta Tensión
BT.....	Baja Tensión
ENTSOE.....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
f.d.p.....	Factor de potencia
h.....	Horas
Hz.....	Herzios
IEEE.....	Institute of Electical and Electronics Engineers
km.....	Kilómetros
kV.....	Kilovoltios
mm ²	Milímimetros cuadrados
MT.....	Media Tensión
MTOE.....	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MVA.....	Megavoltamperios
MW.....	Megavatios
MWh.....	Megavatiohora
Ω	Ohmios
P.....	Potencia activa
PCR.....	Punto de conexión a la red
P.O.....	Procedimiento de Operación
p.u.....	Por unidad
Q.....	Potencia reactiva
R.....	Resistencia
REE.....	Red Eléctrica de España
s.....	Segundos
STATCOM.....	Static Synchronous Compensator
TFM.....	Trabajo Fin de Máster
UE.....	Unión Europea
V.....	Voltios
VA.....	Voltamperios
X.....	Reactancia
Z.....	Impedancia

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos siglos, la energía se ha consolidado como un bien de primera necesidad, siendo imprescindible para la gran mayoría de actividades que realizamos cada día. La revolución industrial en el siglo XVIII y la revolución tecnológica de las últimas décadas, así como el crecimiento de la población mundial, han propiciado un importante aumento del consumo mundial per cápita, que seguirá creciendo en el horizonte próximo. Ante este escenario, la energía renovable resulta esencial para garantizar un consumo energético no contaminante y reducir la brecha energética existente en la actualidad.

El presente proyecto se realiza con el fin de analizar los nuevos requisitos relativos a la conexión de generación renovable en la red de alta tensión española, establecidos por el borrador de octubre de 2018 del Procedimiento de Operación 12.2. de Red Eléctrica.

Dicho análisis resulta de gran importancia para lograr una mayor integración de energía renovable en el mix energético español de forma segura y, de esta forma, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, cumpliendo los objetivos europeos fijados para 2030.

A continuación, se realiza un breve recorrido por el contenido de este documento:

En el capítulo 2, se estudiará el estado de la técnica, incluyendo el panorama energético mundial, la situación de la energía renovable en España, los retos a los que se enfrenta y la normativa relativa a la conexión de energía renovable a la red.

En el capítulo 3, se analiza el dimensionamiento de un parque eólico terrestre ficticio situado en España, sobre el que se llevarán a cabo los estudios de conexión a red pertinentes.

En el capítulo 4 se describe el modelado del parque eólico en el software PowerFactory, detallando la topología del parque y los diferentes casos de estudio utilizados. Adicionalmente se incluirá un breve resumen de las funcionalidades de este software.

El capítulo 5 desarrolla los estudios de conexión a red sobre el parque. Se llevarán a cabo estudios estáticos: flujo de cargas, estudio de capacidad de reactiva, cortocircuito y calidad de onda; y estudios dinámicos: comportamiento del parque frente a huecos de tensión.

Por último, el capítulo 6 analiza las conclusiones de este trabajo, desde el punto de vista de la metodología utilizada, los resultados obtenidos y recomendaciones para futuros estudios.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

Este apartado busca estudiar el estado de la técnica. Para ello se analizarán 3 aspectos fundamentales: el mix energético mundial actual, destacando los cambios que ha sufrido en las últimas décadas, la apuesta europea por la energía renovable a través del acuerdo de París, realizando un seguimiento de los objetivos de la Unión Europea y de España en particular, y los retos técnicos de integración en la red a los que se enfrenta la energía renovable. Por último, se analizará la normativa, a nivel europeo y nacional, relativa a la integración de energía renovable en la red.

2.1. Panorama energético actual

El mix energético o matriz energética indica la fuente de energía primaria de la que proviene la energía que consumimos y permite comprender la situación energética actual a nivel mundial. El gráfico a continuación muestra la evolución del mix energético mundial desde el siglo XIX hasta la actualidad. Se indica el porcentaje de energía total correspondiente a cada fuente de energía primaria para el año 2018.

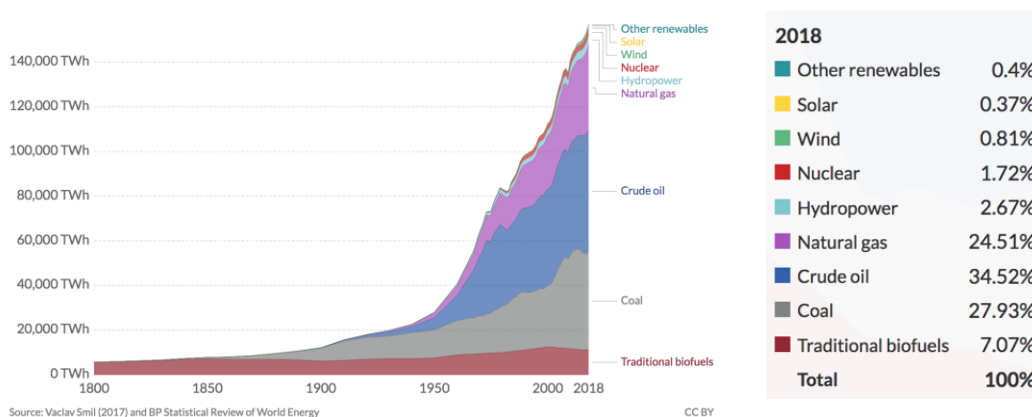


Figura 3. Evolución del mix energético mundial [1]

Como indica el gráfico anterior, el 87% de la energía mundial que consumimos se obtiene de combustibles fósiles como el petróleo o el carbón que, aunque se obtienen a través de procesos ampliamente conocidos, son recursos limitados, requiriéndose millones de años para su formación. Estos combustibles se caracterizan por emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera, que calientan la superficie terrestre dañando

potencialmente los ecosistemas. En concreto, el sector de la energía representa el 60% de emisiones de gases de efecto invernadero liberados a la atmósfera. [2]

En las últimas décadas, la energía renovable se ha consolidado como una fuente fundamental para paliar las emisiones de efecto invernadero, contribuyendo a un planeta más sostenible. Aunque actualmente sólo representa el 15% de la energía mundial consumida [1], sus fuentes prácticamente inagotables (el sol, el viento, ...) y, sobre todo, su respeto al medio ambiente ha propiciado múltiples investigaciones y descubrimientos que han reducido su coste de forma drástica en las últimas décadas.

Las distintas fuentes de energía renovable se pueden clasificar en tres categorías según el nivel integración actual en el sistema eléctrico español:

En primer lugar, la generación hidráulica, que se encuentra altamente integrada en las operaciones existentes, constituyendo en el sistema peninsular español el 16,3% de la generación instalada en 2019 y el 9,7% de la producción nacional en el mismo año. [3]. Esta tecnología presenta grandes ventajas gracias a su capacidad de almacenamiento. Sin embargo, su potencial de crecimiento resulta escaso debido a la necesidad de emplazamientos específicos con desniveles geológicos favorables.

En segundo lugar, la generación eólica y solar (fotovoltaica y térmica), que ha experimentado un rápido crecimiento en las últimas décadas y una reducción del coste nivelizado de la energía (LCOE) muy significativa, siendo en muchos casos menos costosa de generar que la energía procedente de los combustibles fósiles tradicionales.

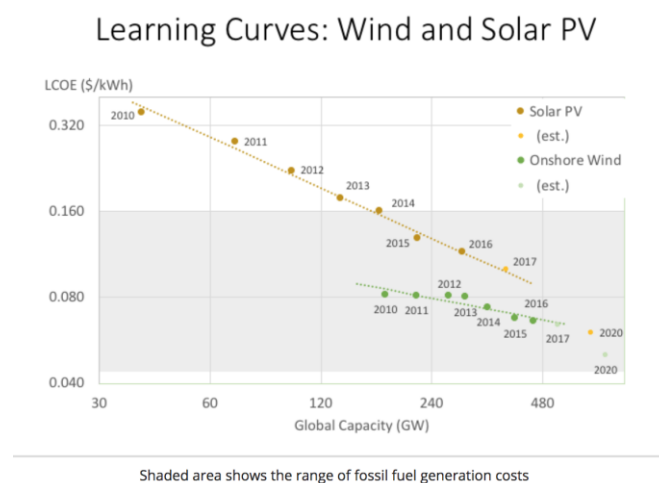


Figura 4. Coste nivelizado de la energía solar y eólica en los últimos años [4]

Las tecnologías eólica y solar están experimentando un crecimiento abrupto en los últimos años, y ya representan el 24,1% de la potencia generada en España en el caso de la eólica y el 10,4% en el caso de la solar. [3]

La última categoría de fuentes de energía renovable, que incluye la mareomotriz o la geotérmica, comprende tecnologías actualmente más limitadas en términos de cantidad de energía generada y precio. Sólo están presentes en ciertas localizaciones y se instalan con fines de estudio e investigación.

2.2. Acuerdo de París

La penetración de energía renovable en el sistema eléctrico ha sido respaldada por la Unión Europea que, tras el Acuerdo de París (diciembre de 2015), ha formulado unos objetivos relativos al cambio climático que todos los estados miembros deben cumplir. El objetivo último es tener una economía descarbonizada en 2050. Para ello, la UE ha propuesto objetivos para 2020 y 2030, con el fin de llevar un seguimiento de los distintos estados miembros.

Los objetivos propuestos se pueden clasificar en cuatro categorías distintas: emisiones de gases de efecto invernadero, penetración de renovables sobre energía final, eficiencia energética e interconexiones eléctricas.

- Las *emisiones de gases de efecto invernadero* hacen referencia a las emisiones totales de dióxido de carbono, óxido nítrico y perfluorocarbono. El mercado de emisiones cubre aproximadamente el 45% de las emisiones de la Unión Europea. Las emisiones restantes, pertenecientes a los sectores de vivienda, agricultura, residuos y transporte (excluyendo el transporte aéreo), se reducirán imponiendo objetivos específicos a cada uno de los estados miembros, en función de su riqueza y capacidad.
- La *penetración de renovables* sobre energía final implica que un porcentaje mínimo de la energía final consumida debe proceder de fuentes renovables. Además, un 10% del combustible utilizado para el transporte debe ser renovable.
- La *eficiencia energética* trata de reducir el consumo energético de la UE, tanto el consumo de energía primaria como el consumo de energía final.
- Finalmente, el aumento de las *interconexiones* entre países proporciona una mayor seguridad al sistema eléctrico, permitiendo exportar o importar energía de

otros países en caso de que fuera necesario. Cada país miembro presenta un objetivo a cumplir en función del nivel de interconexión actual. Dicho nivel de interconexión hace referencia al porcentaje de potencia que puede ser exportada respecto de la potencia instalada total.

A continuación, se presentan los objetivos a cumplir por la UE en los años 2020 y 2030 en cada una de las cuatro categorías.

Los objetivos a cumplir en 2020 por la Unión Europea en su conjunto son: [5]

- Reducción de las emisiones totales de gases de efecto invernadero, al menos en un 20% respecto de los niveles de 1990, y en un 30% si otros países desarrollados se comprometen a reducciones de emisiones equivalentes y los países en desarrollo contribuyen de forma adecuada en función de sus posibilidades.
- 20% de consumo de energías renovables en 2020. Al menos el 10% del combustible de transporte debe ser de procedencia renovable.
- 20% de mejora de eficiencia energética (reduciendo el consumo energético)
- Nivel de interconexión de al menos un 10%.

Los objetivos a cumplir en 2030 son:

- Reducción de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en un 40% respecto a los niveles de 1990.
- 32% de consumo final procedente de energías renovables.
- 32,5% de mejora de eficiencia energética (reduciendo el consumo energético)
- Nivel de interconexión de al menos 15%

La siguiente tabla muestra un resumen de estos objetivos:

	GREENHOUSE GAS EMISSIONS	RENEWABLE ENERGY	ENERGY EFFICIENCY	INTER- CONNECTION
2020	-20%	20%	20%	10%
2030	At least -40%	≥ 32%	≥ 32.5%	15%

Upwards revision clause by 2023

Tabla 2. Objetivos a cumplir por el conjunto de la UE en 2020 y 2030 [6]

Además de los objetivos propuestos para el conjunto de la UE, existen otros específicos para cada uno de los países miembros, en función de su nivel de desarrollo y características particulares. En el caso de España, sus objetivos propios son muy similares a los de la UE.

La tabla a continuación recoge los objetivos a cumplir por la UE y por España en particular como país miembro, así como los valores alcanzados en cada una de las cuatro categorías en el año 2018, que indican el cumplimiento o no de dichos objetivos y la distancia entre el valor actual y el objetivo:

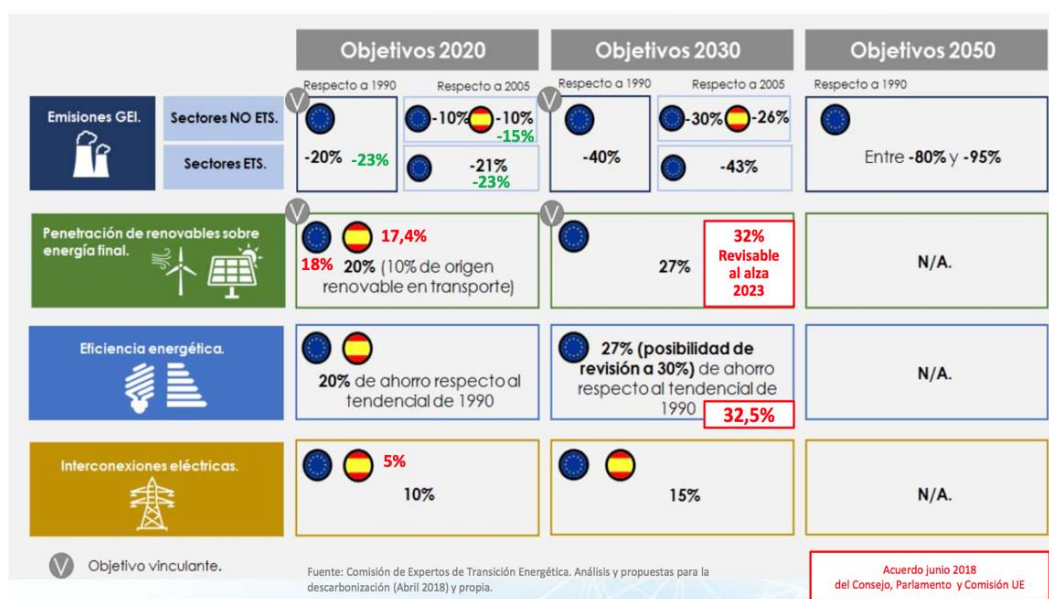


Tabla 3. Estado actual de los objetivos climáticos. España y Europa. [7]

Ante los resultados de la tabla anterior, se pueden realizar las siguientes observaciones para cada una de las categorías:

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero:

En la categoría directamente relacionada con las emisiones de gases de efecto invernadero, se puede observar en la tabla anterior que tanto Europa como España han alcanzado, en el año 2017, con un margen de aproximadamente un 3%, el objetivo a cumplir en 2020, y ya persiguen el objetivo de 2030, que es mucho más ambicioso (30% de reducción de los gases de efecto invernadero respecto a 1990 para la UE y 26% de reducción para España). Las gráficas a continuación muestran la evolución de la UE y España en esta categoría:

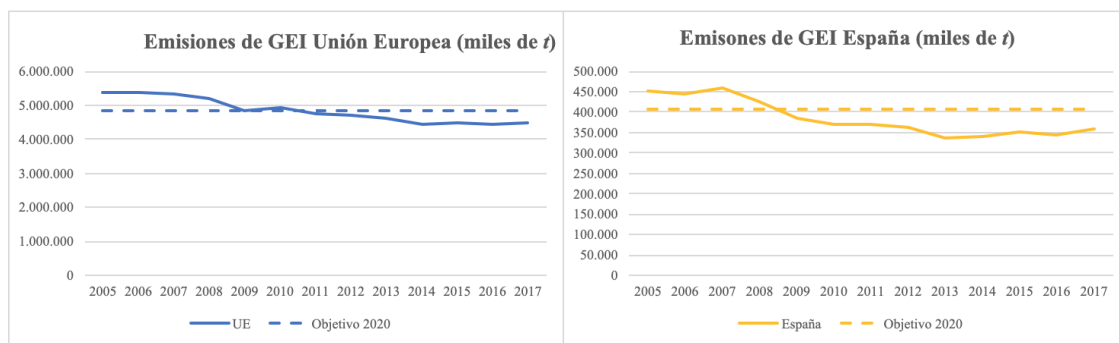


Figura 5. Emisiones de gases de efecto invernadero en la UE y en España durante el periodo 2005-2017 [8]

- Penetración de energía renovable:

Tanto la UE como España se acercan en el año 2018 ligeramente al objetivo. El nivel de penetración de energía renovable sobre energía final de la Unión Europea fue de un 18% en 2018, y el de España de un 17,4%, lo que implica que previsiblemente se cumplirá el objetivo propuesto a final de 2020. [9] Sin embargo, el peso de la energía renovable en el transporte sigue siendo muy poco significativo en España, donde en 2017 sólo representaba un 5,9% sobre la energía total consumida en este sector. En Europa, la energía renovable en el sector del transporte representa un 7,6% en el mismo año, por lo que aún no se ha cumplido el objetivo específico para el sector del transporte. [10]

- Eficiencia energética:

Tras una disminución gradual del consumo de energía entre 2007 y 2014, propiciado por la crisis económica, el consumo de energía aumentó entre 2014 y 2017. En el año 2018, tanto el aumento del consumo de energía primaria como el aumento del consumo de energía final de la Unión Europea se situaban ligeramente por encima de la trayectoria fijada hacia la meta de 2020 (un 4,6% superior y un 3,5%, respectivamente). [11]

Cabe destacar que España logró cumplir el objetivo gracias a la disminución del consumo en el año 2014, sin embargo, finalizó el año 2018 acercándose, sin llegar a cumplir, los objetivos de 2020 en cuanto a consumo de energía primaria (119,8 MTOE) y de energía final consumida (80,1 MTOE). [12] Las siguientes gráficas muestran el consumo de energía primaria y final en la UE y en España desde 1990 hasta 2018. Se puede observar que ambos consumos se encuentran cerca, sin llegar a alcanzar, los objetivos propuestos:

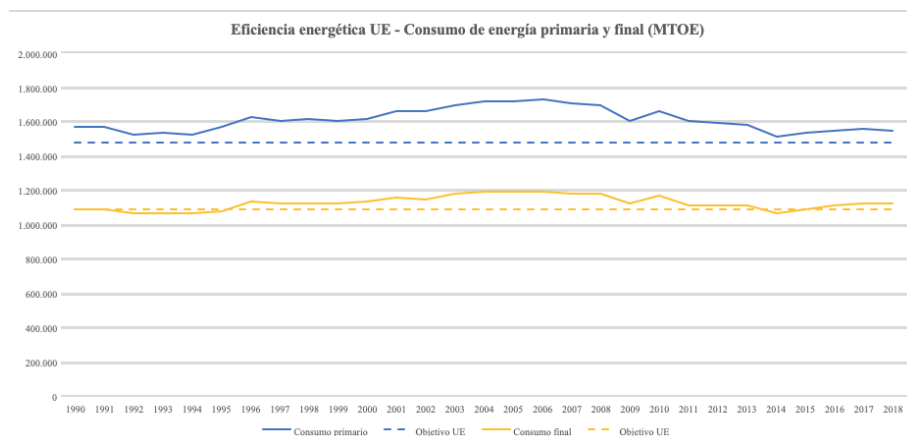


Figura 6. Consumo de energía primaria y final en la UE, durante el periodo 1990-2018 [11]

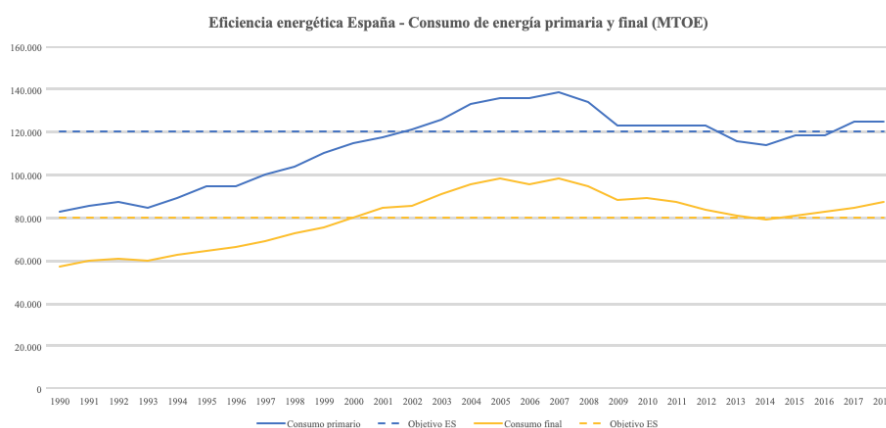


Figura 7. Consumo de energía primaria y final en España, durante el periodo 1990-2018 [12]

- Interconexiones:

España se encuentra muy por debajo del objetivo establecido para el nivel de interconexión (10%), con un nivel del 5%, según datos de Red Eléctrica. [13] Esto se debe principalmente al carácter peninsular de nuestro país, que conforma una “isla energética” dificultando la interconexión con el resto de países europeos. Aumentar el grado de interconexión resulta fundamental para facilitar la importación y exportación de energía con el resto de países.

El objetivo de la estrategia climática europea es conseguir una economía prácticamente descarbonizada en 2050. La energía renovable resulta esencial para la consecución de los objetivos relativos a la emisión de gases de efecto invernadero y la penetración de energía renovable.

2.3. Retos técnicos de la energía renovable

La energía renovable constituye por tanto una herramienta fundamental para paliar las emisiones de gases de efecto invernadero, reducir la brecha energética y contribuir a un planeta más sostenible. Sin embargo, presenta retos significativos para la operación del sistema eléctrico. La integración de energía renovable en la red eléctrica supone operar un sistema más complejo de forma igualmente segura, acompañando la retirada del equipo de generación térmica con la entrada de las energías renovables y el desarrollo de la red.

A pesar de las indiscutibles ventajas de la generación eólica y solar, la naturaleza intrínseca de éstas hace que sea más probable que presenten mayores retos al sistema eléctrico, en comparación con la generación convencional:

Los parques eólicos, fotovoltaicos y termosolares presentan una inercia menor que la generación convencional y reducen la potencia de cortocircuito de la red, dificultando la estabilidad y la rapidez de respuesta del sistema ante perturbaciones en la frecuencia. Además, su intermitencia ligada a la actual inviabilidad de almacenamiento asequible económicamente en cantidades significativas dificulta el aprovechamiento de excedentes de energía en los episodios de exceso de consumo renovable.

La naturaleza intermitente debido a las condiciones climáticas cambiantes de las fuentes de energía renovable tiene como consecuencia fluctuaciones en la tensión y en la frecuencia de la red eléctrica, que pueden derivar en daños en los equipos.

El incremento de la generación renovable distribuida, es decir, aquella conectada a la red de distribución también supone un reto para el sistema eléctrico, puesto que lleva a una descentralización de la generación, pasando de la red de transporte a la red de distribución, incluyendo el autoconsumo. Esto dificulta el control del sistema.

Por último, la necesidad de utilizar dispositivos de electrónica de potencia se traduce en problemas de armónicos en la red de transporte o distribución, que pueden ser significativos si el nivel de penetración de energía renovable es suficientemente alto. Este hecho afecta de forma relevante a la calidad de la potencia, que constituye un aspecto de vital importancia en el suministro eléctrico.

En definitiva, superar estos retos resulta fundamental para garantizar la consecución de los objetivos establecidos por la UE así como la estabilidad de la red eléctrica, sistema crítico para la seguridad de nuestro país.

2.4. La energía renovable en España

En España, la potencia instalada eólica y solar ha experimentado un crecimiento relevante durante la última década, y en los próximos años se prevé la conexión de una cantidad significativa de potencia renovable en la red eléctrica peninsular.

El siguiente gráfico muestra la potencia instalada en España durante la última década. Destaca el aumento de potencia instalada renovable, especialmente eólica y termosolar, prácticamente inexistente en 2009 y con más de 2,3 GW instalados actualmente. La instalación de potencia renovable facilita que ésta participe cada vez con mayor relevancia en el mix de generación de nuestro país.

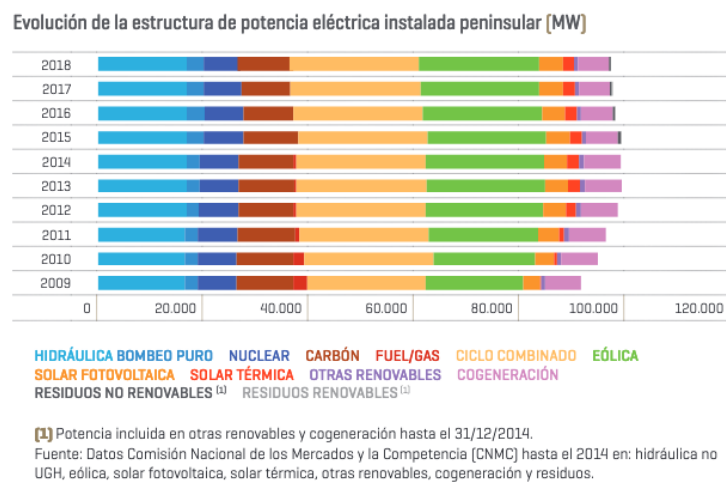


Figura 8. Potencia instalada renovable en España durante la última década [14]

En los próximos años, las predicciones indican que la potencia instalada de estas tecnologías seguirá creciendo. Prueba de ello es que a 30 de abril de 2020 existen 115,4 GW de generación eólica y solar con permiso de acceso a la red, y 42,9 GW con la gestión del acceso a la red en curso. [15]

La tabla a continuación recoge la situación actual de los permisos de conexión en España para las distintas tecnologías renovables:

Tecnología	En servicio	Prevista (con permiso de acceso y conexión)	Total
Eólica	25,61 GW	52,59 GW	78,20 GW
Fotovoltaica	8,67 GW	97,13 GW	105,80 GW
Termosolar	2,30 GW	2,63 GW	4,93 GW
TOTAL	36,58 GW	152,35 GW	188,93 GW

Tabla 4. Estado de las solicitudes de acceso a la red a 30 de abril de 2020 [16]

Los datos de la tabla anterior muestran de forma clara la tendencia: la potencia instalada eólica se duplicará en los próximos años, y la potencia fotovoltaica pasará a ser diez veces mayor que la actual.

Este rápido crecimiento requiere de los medios y la tecnología adecuada para el control y seguimiento de la generación renovable. España no sólo es referencia a nivel de potencia renovable, sino también en tecnologías relativas al control del sistema eléctrico. El Centro de Control de Energía Renovable (CECRE) es pionero a nivel mundial en la supervisión y control de energías renovables, y permite la integración del mayor número de potencia renovable garantizando la seguridad y la calidad del suministro. [17]

2.5. Códigos de red

Con el fin de que la generación renovable cumpla con los requisitos de seguridad y calidad de suministro, se establecen los códigos de red, documentos que contienen la normativa de conexión de nuevos equipos de generación a la red.

A nivel europeo, el código de red está establecido por el ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity), mediante el reglamento 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016. Dicho código busca “completar con rapidez un mercado interior de la energía plenamente interconectado y funcional, para mantener la seguridad del suministro energético, aumentar la competitividad y garantizar que todos los consumidores puedan adquirir energía a precios asequibles” y homogeneizar las normas para los países miembros de la Unión Europea. [18]

En España, el operador de la red de transporte (Red Eléctrica) establece los requisitos de conexión a través del procedimiento de operación 12.2, titulado “Instalaciones de Generación y de Demanda: ^[1]~~SEP~~ Requisitos Mínimos de Diseño, Equipamiento, Funcionamiento, Puesta en Servicio y Seguridad”. [19] En octubre de 2018 se redacta una nueva versión para dicho procedimiento de operación, actualmente en borrador, que busca reformular el antiguo documento, unificando las condiciones de conexión de los nuevos generadores a la red y adaptando los requisitos del código de red europeo a los condicionantes particulares de España.

A continuación, se analizan en detalle los requerimientos del nuevo borrador en cuanto a la clasificación de plantas de generación (evaluación de la significatividad), emisión de perturbaciones, requisitos de frecuencia, requisitos de tensión, capacidad de

potencia reactiva y requisitos de robustez. A continuación del análisis se introduce una breve sección con el objetivo de comparar el borrador del código de red español con el europeo.

2.5.1. Evaluación de la significatividad

La evaluación de la significatividad consiste en realizar una primera clasificación del módulo de generación de electricidad en función de la potencia instalada y de la tensión del punto de conexión a la red. Se distinguen 4 categorías diferentes (A-D). Cabe destacar que la satisfacción de al menos una de las dos condiciones (tensión del punto de conexión o potencia instalada) es suficiente para que el módulo de generación sea considerado de cierto tipo.

V punto de conexión	P instalada	Tipo
< 110 kV	$0,8 \text{ kW} \leq P_{\text{ins}} \leq 100 \text{ kW}$	A
	$100 \text{ kW} \leq P_{\text{ins}} \leq 5 \text{ MW}$	B
	$5 \text{ MW} \leq P_{\text{ins}} \leq 50 \text{ MW}$	C
$\geq 110 \text{ kV}$	$P_{\text{ins}} > 50 \text{ MW}$	D

Tabla 5. Evaluación de la significatividad de un módulo de generación

La significatividad se reevaluará cuando se produzca una modificación de la potencia instalada superior al 20% del valor de la potencia instalada del módulo.

El análisis de los requisitos del código de red en los apartados posteriores se centrará en módulos de parque eléctrico de tipo D, dado que el parque eólico a estudiar pertenece a esta categoría.

2.5.2. Emisión de perturbaciones

Se distinguen 3 tipos de perturbaciones: parpadeo o flicker, armónicos y, por último, desequilibrios de tensión. En los puntos frontera entre la red de transporte con niveles de tensión superior o igual a 220 kV se deben cumplir los siguientes límites:

Parpadeo (Flicker):

En cada nudo de la red de transporte, los límites máximos de flicker son:

$$P_{\text{st}} \leq 0,8 \text{ y } P_{\text{lt}} \leq 0,6$$

Armónicos:

El P.O.12.2 establece límites en función del orden del armónico. Se establece además un límite en la distorsión armónica total (THD) en cada nudo de la red de transporte del 3%.

Armónicos impares				Armónicos pares	
no múltiplo de 3		múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	1,8	3	1,8	2	1
7	1,8	9	0,9	4	0,7
11	1,3	15	0,3	6	0,3
13	1,3	21	0,2	8	0,3
$17 \leq n \leq 49$	$1,1 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,17 \cdot \frac{10}{n} + 0,14$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00%					

Tabla 6. Límites de emisión armónica

Desequilibrios de tensión:

Se establecen los siguientes límites relativos a la relación entre la componente de tensión de secuencia inversa y la componente de tensión de secuencia directa:

$$\mu \leq 0,7\% \text{ (corta duración) y } \mu \leq 1\% \text{ (muy corta duración)}$$

Si bien éstos constituyen los límites de emisión de perturbaciones, el código de red establece que el sistema debe estar diseñado para soportar niveles algo mayores.

2.5.3. Requisitos de frecuencia

Los requisitos de frecuencia del sistema: rangos y tiempo de funcionamiento mínimo que debe cumplir el sistema sin desconectarse de la red se recogen en la siguiente tabla:

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
España peninsular	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 min
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Ilimitado
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 min

Tabla 7. Requisitos de frecuencia

Estos rangos de frecuencia se modifican en función de la tensión del PCR según las siguientes figuras:

$$\text{Si } 300\text{kV} \leq U_{\text{PCR}} \leq 400\text{kV}$$

$$\text{Si } 110\text{kV} \leq U_{\text{PCR}} \leq 300\text{kV}$$

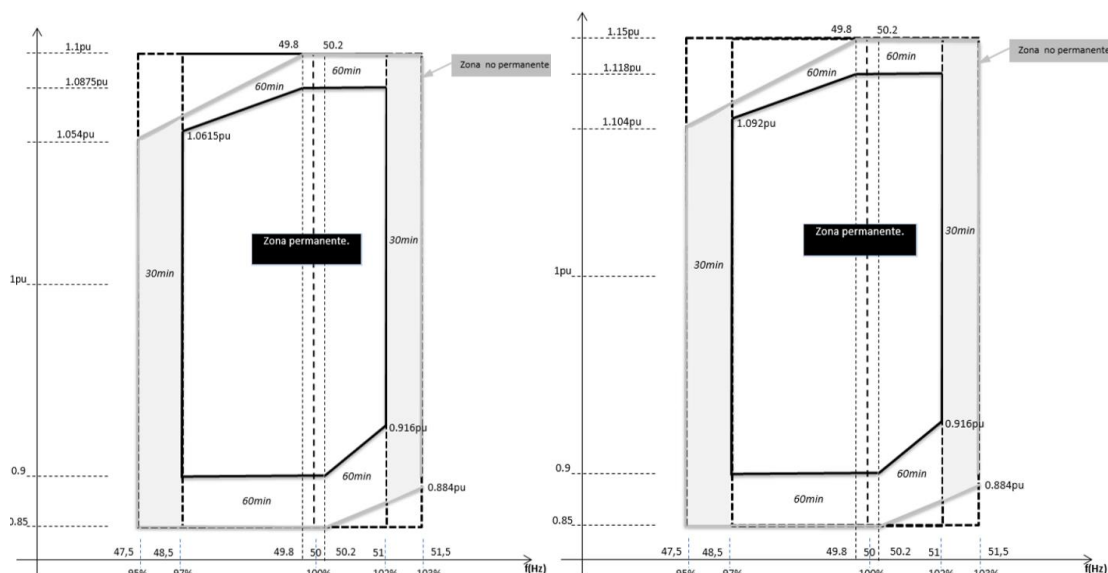


Figura 9. Requisitos de frecuencia en función de la tensión del PCR

2.5.4. Requisitos de tensión

Los requisitos de tensión establecen los rangos de tensión que debe soportar el parque en régimen permanente sin desconectarse y durante un tiempo mínimo de 60 minutos.

Los módulos de generación de tipo D deben soportar sin desconectarse un rango de tensión de 0,90 a 1,118 p.u. en el caso de una tensión del PCR de 110 - 300kV, y un rango de 0,90 - 1,0875 p.u. en caso de una tensión en el PCR de 300 - 400kV.

Las tensiones máximas y mínimas de funcionamiento durante un periodo de al menos una hora serán 1,15 p.u. y 0,95 p.u. para tensión del PCR de 110 - 300kV y 1,10 - 0,85 p.u. para tensión del PCR de 300 - 400kV. La tabla siguiente resume los casos:

$110\text{kV} \leq U_B \leq 300\text{kV}$		$300\text{kV} \leq U_B \leq 400\text{kV}$	
Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento	Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 p.u. – 0,90 p.u.	60 min	0,85 p.u. – 0,90 p.u.	60 min
0,90 p.u. – 1,118 p.u.	Ilimitado	0,90 p.u. – 1,0875 p.u.	Ilimitado
1,118 p.u. – 1,15 p.u.	60 min	1,0875 p.u. – 1,10 p.u.	60 min

Tabla 8. Requisitos de tensión en función de la tensión del PCR

2.5.5. Capacidad de potencia reactiva

Este apartado hace referencia a la capacidad mínima de potencia reactiva que el parque debe ser capaz de absorber y generar según el nivel de tensión y de potencia activa generada. Se pueden distinguir dos tipos de estudios: estudio a carga máxima y estudio a carga parcial.

En el estudio a carga máxima se fija la potencia máxima en el punto de conexión a la red y se simulan los flujos de carga barriendo el rango de potencia reactiva a cada una de las tensiones indicadas. El límite superior de esta tensión depende de la tensión del punto de conexión a la red, como indica la siguiente figura.

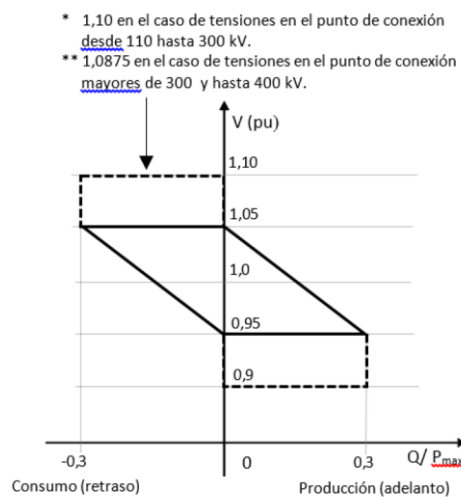


Figura 10. Capacidad de potencia reactiva. Estudio a carga máxima.

En el estudio a carga parcial se estudia la capacidad de consumo y generación de potencia reactiva del parque realizando un barrido de potencias desde 0 a P_{max} . Según el P.O.12.2, esta operación debe realizarse entre 0,90 y 1,0875 p.u. Los requisitos de capacidad de reactiva que debe cumplir el parque se muestran en el siguiente gráfico:

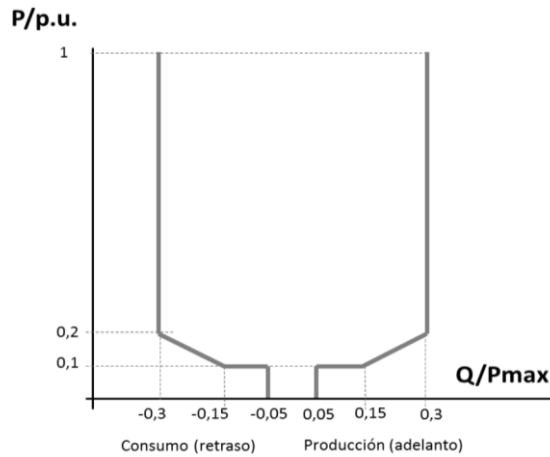


Figura 11. Capacidad de potencia reactiva. Estudio a carga parcial.

Se puede considerar una interpretación volumétrica de ambas gráficas, considerándolas como proyecciones sobre un plano del siguiente volumen tridimensional. Esta interpretación implicaría que se debe tener en cuenta la tensión del PCR al analizar el diagrama U-Q/Pmax: [20]

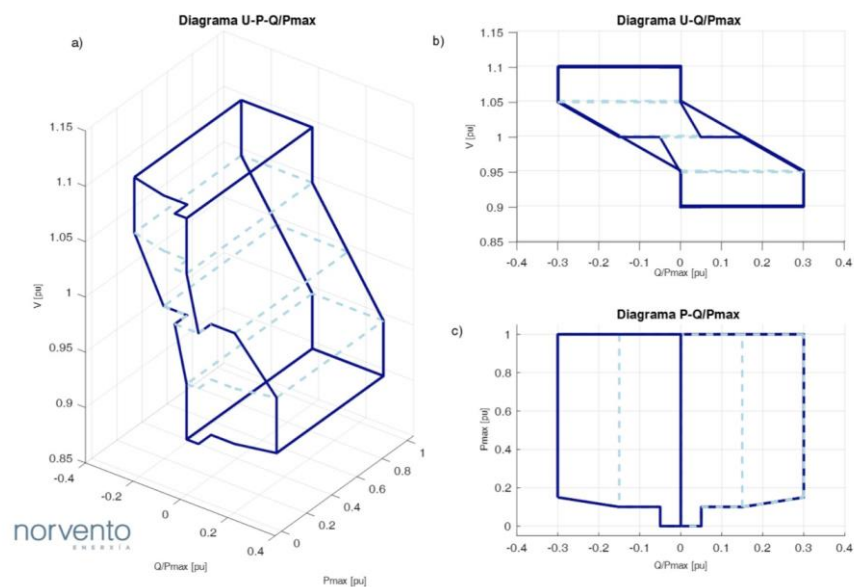


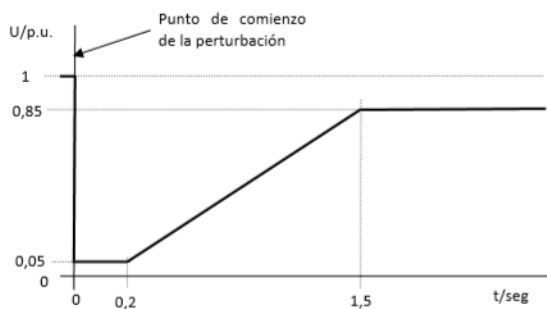
Figura 12. Requisitos de consumo y generación de potencia reactiva [20]

2.5.6. Requisitos de robustez

Los requisitos de robustez propuestos por el P.O.12.2 hacen referencia a la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas y desequilibradas.

En el caso de faltas equilibradas, se establece el siguiente perfil de tensión en función del tiempo, que constituye el límite. Es decir, el sistema deberá recuperarse con una curva situada en la zona superior del límite propuesto. Esta curva varía en función de la tensión del PCR, como indican los siguientes gráficos:

Módulos de parque eléctrico < 110kV



Módulos de parque eléctrico ≥ 110 kV

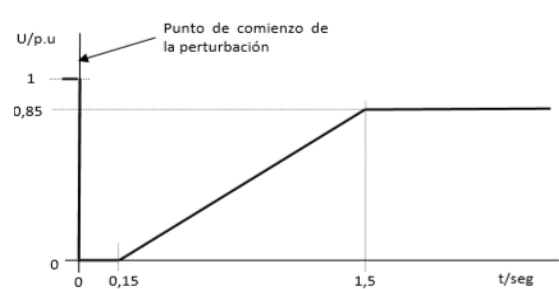


Figura 13. Requisitos relativos a la capacidad de soportar huecos de tensión

En cuanto a la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas, se establecen las siguientes condiciones:

- Cortocircuito bifásico a tierra o monofásico: se aplicará el perfil anterior a la menor de las tensiones fase-fase o fase-tierra.
- Cortocircuito bifásico aislado de tierra: se aplicará el perfil anterior a la menor de las tensiones fase-fase.
- Red con neutro: se propone utilizar el neutro como referencia en lugar de la tierra.

2.5.7. Análisis de las diferencias con el código de red europeo

Por último, se valoran las diferencias entre el código de red español (P.O.12.2) y el código de red europeo propuesto por el ENTSOE en cada una de las secciones siguientes: evaluación de la significatividad, requisitos de tensión y capacidad de potencia reactiva.

Evaluación de la significatividad

En cuanto a la evaluación de la significatividad, los límites de potencia que definen los distintos grupos varían ligeramente: el código de red europeo considera los límites máximos inferiores que determinan la pertenencia de un módulo de generación de electricidad a un grupo. Así, dicho código define el grupo B con aquellos módulos de más de 1 MW como máximo (el P.O.12.2 establece el límite en 100 kW), el grupo C con los módulos de más de 50 MW (el P.O.12.2 establece el límite en 5 MW) y por último el grupo D con los módulos de más de 75 MW (el P.O.12.2 indica 50 MW). La tabla a continuación resume las diferencias:

Código de red	ENTSOE	P.O.12.2
Tipo A	$P_{\lim inf} \leq 0,8 \text{ kW}$	$0,8 \text{ kW} \leq P_{\lim sup} \leq 100 \text{ kW}$
Tipo B	$P_{\lim inf} \leq 1 \text{ MW}$	$100 \text{ kW} \leq P_{\lim sup} \leq 5 \text{ MW}$
Tipo C	$P_{\lim inf} \leq 50 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P_{\lim sup} \leq 50 \text{ MW}$
Tipo D	$P_{\lim inf} \leq 75 \text{ MW}$	$P_{\lim sup} > 50 \text{ MW}$

Tabla 9. Comparativa de códigos de red en relación a la evaluación de la significatividad

Como se puede observar, el código de red del P.O.12.2 establece límites en la clasificación de los módulos de generación de electricidad que se encuentran dentro de los rangos propuestos por el ENTSOE.

Requisitos de tensión

En cuanto a los requisitos de tensión, ambos códigos de red presentan valores muy similares. Por destacar una pequeña diferencia, el código de red europeo considera un tiempo de funcionamiento ilimitado hasta una tensión de 1,05 p.u. en el caso de tensión en el punto de conexión a la red de 300 a 400 kV. Sin embargo, el P.O.12.2. fija un funcionamiento ilimitado hasta un nivel de tensión de 1,0875 p.u., siendo más restrictivo.

Capacidad de potencia reactiva:

Se vuelven a distinguir dos tipos de estudios: el estudio a carga máxima y el estudio a carga parcial.

Estudio a carga máxima

El código de red europeo propone una curva rectangular no simétrica, a diferencia del P.O.12.2, y establece un rango máximo de $Q/P_{\max}=0,75$ para la curva interna.

El código de red europeo establece un diagrama flexible, en el que el perfil U- $Q/P_{\max}$ debe estar dentro de los límites del marco exterior de la figura y no debe quedar fuera del marco interior. El marco interior puede variar en su posición, tamaño y forma, siempre que el rango máximo de $Q/P_{\max}$ esté por debajo de 0,75 y el rango máximo de tensión por debajo de 0,225.

En el caso del diagrama propuesto por el P.O.12.2, el rango de $Q/P_{\max}$ es de 0,6 y el rango de tensión es de 0,2 p.u., estando ambos valores dentro de los límites europeos. Además, se puede comprobar que el gráfico tampoco queda fuera del marco interior, como indica la normativa europea.

La gráfica a continuación muestra los requisitos propuestos por el código de red europeo.

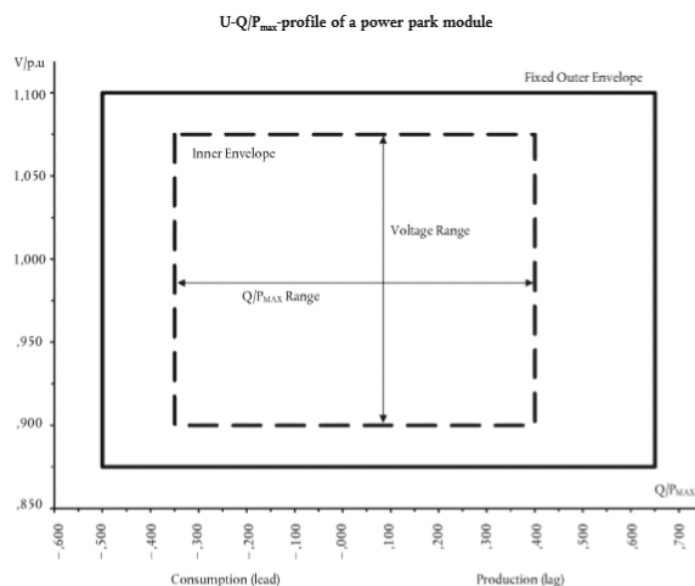


Figura 14. Requisitos de capacidad de reactiva del código de red europeo. Estudio a carga máxima.

Estudio a carga parcial

Para la curva a carga parcial, el código europeo también propone una curva flexible, con un rango de potencia activa de 1 p.u. y establece la posición del diagrama dentro de los límites del marco interior de la figura. No establece ningún requisito específico de generación o consumo de reactiva a potencia 0 si bien indica que este requisito debe ser establecido por el operador de la red de transporte correspondiente. Se puede comprobar que la curva propuesta por el P.O.12.2 se encuentra dentro del marco inferior y cumple todas las condiciones de la normativa europea.

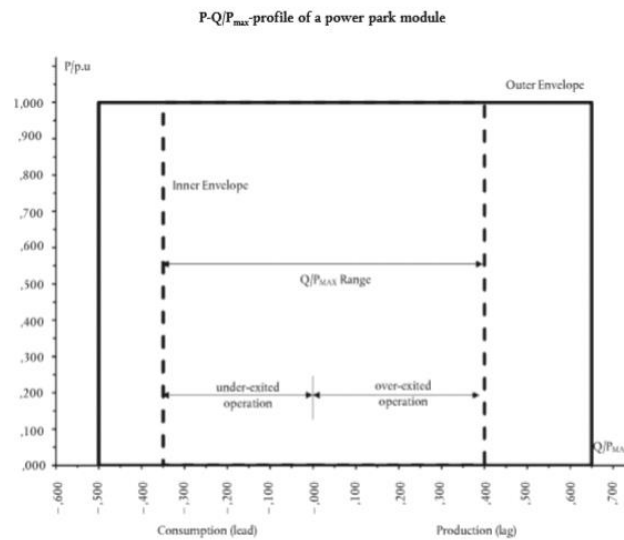


Figura 15. Requisitos de capacidad de reactiva del código de red europeo. Estudio a carga máxima.

CAPÍTULO 3. DIMENSIONAMIENTO

El estudio de conexión a red se realizará sobre un parque eólico ficticio situado en la provincia de Albacete, España. En primer lugar, se realizará una descripción detallada del parque, así como de las posibles configuraciones de los circuitos eléctricos que conectan los aerogeneradores con la subestación transformadora. En segundo lugar, se realizarán unos cálculos simplificados preliminares para determinar las secciones mínimas de los cables según el criterio de intensidad máxima admisible. Se comprobará el cumplimiento de los requisitos de caída de tensión y se calcularán las pérdidas totales para cada una de las configuraciones. A continuación, se realizará un análisis económico estudiando la viabilidad del parque. Por último, se determinará la configuración óptima.

3.1. Descripción del parque eólico y de las configuraciones a estudiar

El parque a dimensionar se compone de un total de 34 aerogeneradores doblemente alimentados de clase III-A con una potencia nominal unitaria de 3,45 MW. La potencia total del parque será por tanto de 117,3 MW.

Se estudian dos posibles configuraciones de conexión de los aerogeneradores que corresponden al reparto de éstos en zanjas paralelas a los caminos. La configuración A consiste en 6 circuitos. La configuración B consiste en 8 circuitos y opta por dividir los dos circuitos más lejanos al centro de transformación. Todos los circuitos de conexión de los aerogeneradores discurren bajo tubo y están conectados de forma independiente a la subestación transformadora elevadora, enlace de conexión del parque eólico a la red. La tabla a continuación muestra el número de aerogeneradores conectados por circuito y el número del aerogenerador al que acomete la línea que parte de la subestación transformadora elevadora de tensión, para cada una de las configuraciones. Los aerogeneradores se nombran con 2 subíndices: el primero indica el número del circuito al que pertenece y el segundo el número del aerogenerador dentro del circuito.

Configuración A				Configuración B			
Circuito	Número de aerogeneradores		Conexión a ST	Circuito	Número de aerogeneradores		Conexión a ST
1	6	G1.1-G1.6	G1.3	1	6	G1.1 – G1.6	G1.3
2	4	G2.1-G2.4	G2.4	2	4	G2.1 – G2.4	G2.4
3	7	G3.1-G3.7	G3.4	3	4	G3.1 – G3.4	G3.4
4	6	G4.1-G4.6	G4.3	4	3	G4.1 – G4.3	G4.3
5	4	G5.1-G5.4	G5.3	5	6	G5.1 – G5.6	G5.4
6	7	G6.1-G6.7	G6.4	6	4	G6.1 – G6.4	G6.3
				7	4	G7.1 – G7.4	G7.1
				8	3	G8.1 – G8.3	G8.1

Tabla 10. Número de aerogeneradores por circuito en cada una de las configuraciones

El siguiente croquis muestra la posición aproximada de los aerogeneradores. Los circuitos 3 y 7 de la figura se dividen en dos (circuitos 4 y 8) en la configuración B. Los aerogeneradores se sitúan separados una distancia mayor que 2 veces el diámetro del rotor si están en la misma fila y mayor que 8 veces el diámetro del rotor si están en filas distintas, con el fin de evitar apantallamientos entre ellos.

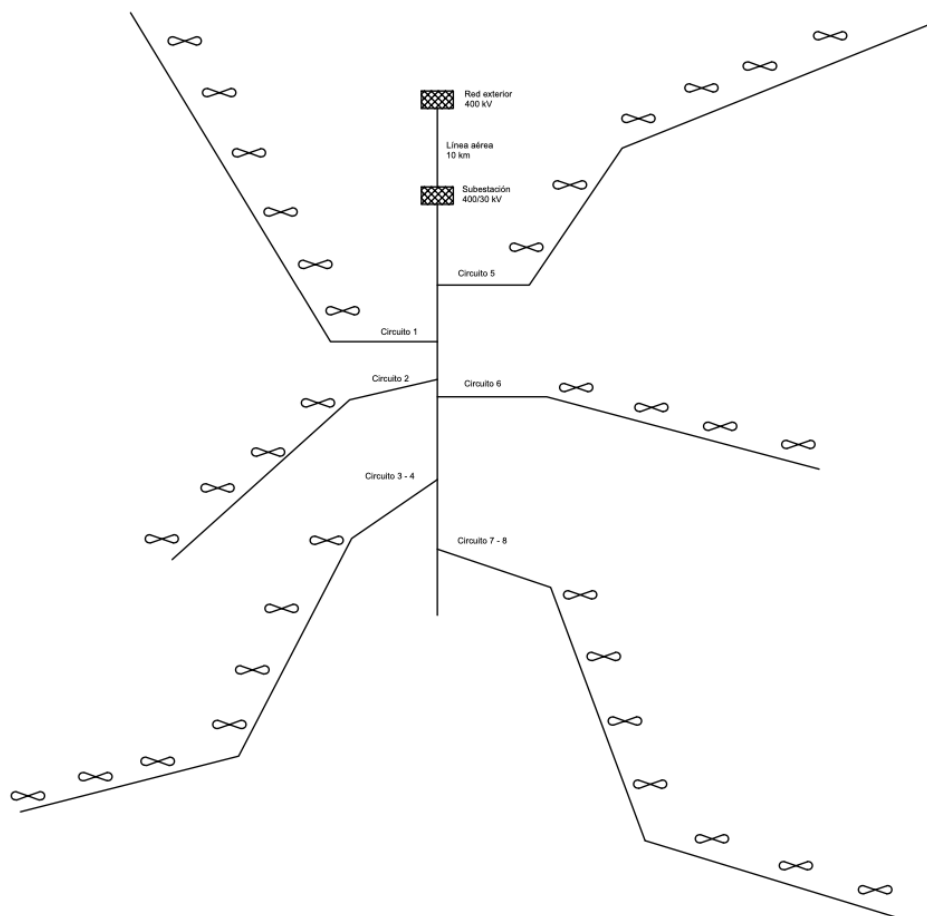


Figura 16. Posición física aproximada de los aerogeneradores

A continuación, se detallan las características específicas de cada uno de los elementos del parque eólico: la red exterior, los transformadores, las líneas y los aerogeneradores.

3.1.1. Red exterior

La red exterior modela la red eléctrica a la que se conecta el parque eólico bajo estudio y se configura como nudo de referencia o slack del sistema. La red presenta una tensión nominal de 400 kV.

Se estudiarán distintas tensiones de operación en el punto de conexión a la red (PCR), como indica el P.O.12.2: 1 p.u. o tensión nominal, 0,9 p.u. y 1,0875 p.u.

La intensidad de cortocircuito de la red viene determinada por los valores que aporta Red Eléctrica para el nudo Romica 400 kV. [21] Se elegirán los percentiles 1 y 99 para las intensidades mínimas y máximas, respectivamente. Los valores de intensidad y potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red del parque se recogen en la siguiente tabla:

Intensidad de CC PCR		Potencia de CC PCR	
$I_{\max}$	23,5 kA	$S_{\max}$	16281,28 MVA
$I_{\min}$	14 kA	$S_{\min}$	9699,484 MVA

Tabla 11. Intensidades y potencias de cortocircuito máximas y mínimas en el PCR

3.1.2. Transformadores

Existen dos tipos de transformadores en el parque: el que conforma la subestación transformadora elevadora (ST) para la conexión del parque con la red exterior y los transformadores de los aerogeneradores, que permiten la conexión de éstos a los circuitos de 30 kV y se encuentran en la propia góndola del aerogenerador.

Los aerogeneradores se conectarán a cada uno de los circuitos a través de un transformador trifásico seco, que presenta distintas opciones para la tensión de salida, tomando valores entre 6,6 kV y 35 kV. En este caso se utilizará la salida de 30 kV. El transformador está localizado en un compartimento separado en la parte posterior de la góndola, de forma que se encuentra aislado térmica y eléctricamente del resto de los componentes. Además, esta localización permite reducir las pérdidas eléctricas, gracias a la reducción de la longitud de los cables de BT, y el impacto visual. La tabla a continuación recoge las especificaciones técnicas de este transformador:

Potencia nominal	4 MVA
Tensión nominal	30 kV / 690 V
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia de cortocircuito	10,21%
Pérdidas en el cobre	33,761 kW
Impedancia de cortocircuito secuencia homopolar	3%

Tabla 12. Especificaciones transformador 30/0,69kV

El transformador de la subestación transformadora elevadora será un transformador trifásico en aceite de tensiones 400kV/30kV, con las siguientes características:

Potencia nominal	150 MVA
Tensión nominal	400 kV / 30 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia de cortocircuito	15%
Pérdidas en el cobre	2.077,08 kW
Impedancia de cortocircuito secuencia homopolar	12%

Tabla 13. Especificaciones transformador 400/30 kV

3.1.3. Líneas

Se distinguen dos tipos de líneas en el parque eólico: por un lado, las líneas que conectan la subestación transformadora con los aerogeneradores y las líneas de conexión entre aerogeneradores. Por otro lado, la línea aérea que conecta la subestación transformadora con la red de transporte de 400 kV.

Las líneas de conexión entre la ST y los aerogeneradores, así como las líneas de conexión entre aerogeneradores estarán formadas por 3 fases sin neutro. Consistirán en cables de aluminio AL EPROTENAX H COMPACT y tensión asignada 18/30 kV del fabricante Prysmian [22], con aislamiento HEPRZ, enterrados bajo tubo en zanjas paralelas a los caminos. Se utilizarán las secciones normalizadas: 150, 240, 400 y 630 mm². Se elige dicho aislamiento con el fin de aumentar la temperatura máxima del conductor en servicio permanente (105°C frente a los 90°C del XLPE). La temperatura máxima admisible del conductor en régimen de cortocircuito será de 250°C.

Este tipo de cables se caracteriza por presentar alta resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío y a los rayos ultravioleta. La pantalla metálica que los envuelve consiste en hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira, con una sección total de 25 mm².

Además, contarán con una cubierta Vemex que proporciona mayor resistencia al rozamiento y abrasión, a los golpes y al desgarró, así como mayor facilidad de instalación en tramos tubulares y mayor seguridad de montaje. [22]

La longitud de las líneas de conexión entre la subestación transformadora y los aerogeneradores, así como de las líneas de conexión entre aerogeneradores se recogen en la siguiente tabla, para cada una de las configuraciones a estudiar:

Configuración A			Configuración B		
Circuito	Tramo	Longitud (m)	Circuito	Tramo	Longitud (m)
1	G1.3 - ST	1500	1	G1.3 - ST	1500
	G1.1 - G1.2	400		G1.1 - G1.2	400
	G1.2 - G1.3	350		G1.2 - G1.3	350
	G1.3 - G1.4	400		G1.3 - G1.4	400
	G1.4 - G1.5	400		G1.4 - G1.5	450
	G1.5 - G1.6	300		G1.5 - G1.6	350
2	G2.4 - ST	2200	2	G2.4 - ST	2300
	G2.1 - G2.2	500		G2.1 - G2.2	500
	G2.2 - G2.3	350		G2.2 - G2.3	350
	G2.3 - G2.4	400		G2.3 - G2.4	400
3	G3.3 - ST	3000	3	G3.3 - ST	3000
	G3.1 - G3.2	300		G3.1 - G3.2	300
	G3.2 - G3.3	350		G3.2 - G3.3	350
	G3.3 - G3.4	500		G3.3 - G3.4	500
	G3.4 - G3.5	350	4	G4.3 - ST	4500
	G3.5 - G3.6	300		G4.1 - G4.2	350
4	G4.4 - ST	1300	5	G4.2 - G4.3	400
	G4.1 - G4.2	550		G5.4 - ST	1300
	G4.2 - G4.3	550		G5.1 - G5.2	550
	G4.3 - G4.4	400		G5.2 - G5.3	550
	G4.4 - G4.5	400		G5.3 - G5.4	400
	G4.5 - G4.6	400		G5.4 - G5.5	450
5	G5.3 - ST	2000	6	G5.5 - G5.6	400
	G5.1 - G5.2	450		G6.3 - ST	2000
	G5.2 - G5.3	450		G6.1 - G6.2	450
	G5.3 - G5.4	450		G6.2 - G6.3	500
6	G6.1 - ST	5000	7	G6.3 - G6.4	450
	G6.1 - G6.2	600		G7.1 - ST	3500
	G6.2 - G6.3	450		G7.1 - G7.2	600
	G6.3 - G6.4	350		G7.2 - G7.3	450
	G6.4 - G6.5	600		G7.3 - G7.4	350
	G6.5 - G6.6	550	8	G8.1 - ST	5000
				G8.1 - G8.2	600
				G8.2 - G8.3	550

Tabla 14. Longitud de las líneas en cada una de las configuraciones

La tabla a continuación recoge los parámetros principales de las líneas: resistencia a la temperatura máxima de servicio (105°C), reactancia, capacitancia, y resistencia y reactancia homopolares en Ω/km .

S (mm ²)	R ₁ (Ω/km)	X ₁ (Ω/km)	C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	R ₀ (Ω/km)	X ₀ (Ω/km)
150	0,277	0,118	0,250	0,825	0,279
240	0,168	0,109	0,301	0,742	0,273
400	0,105	0,102	0,367	0,693	0,269
630	0,095	0,0479	0,095	0,659	0,266

Tabla 15. Resistencia y reactancia por km de las distintas líneas

En la siguiente tabla se recogen la intensidad máxima admisible de los cables enterrados bajo tubo en las condiciones estándar: un metro de profundidad con una temperatura del terreno de 25°C y una resistividad térmica de 1,5 Km/W, y la intensidad máxima de cortocircuito del conductor y de la pantalla durante 1 segundo:

S (mm ²)	I _{max} (A)	I _{max} CC, cond (kA)	I _{max} CC, pant (kA)
150	255	14,1	4,63
240	345	22,56	4,63
400	450	37,6	4,63
630	590	59,22	4,64

Tabla 16. Intensidades máximas admisibles para cada tipo de línea

Para la línea aérea que conecta la subestación transformadora elevadora con la red exterior se utilizarán cables desnudos de aluminio-acero de 110 mm² de sección. La siguiente tabla muestra las características particulares de dichos cables: resistencia y reactancia de secuencias directa y homopolar, así como la intensidad máxima admisible.

Línea	Sección (mm ²)	R ₁ (Ω/m)	X ₁ (Ω/m)	R ₀ (Ω/m)	X ₀ (Ω/m)	I _{adm} (A)
Red – ST	110	0,38	0,40	2,28	1,20	600

Tabla 17. Parámetros característicos línea aérea

3.1.4. Aerogeneradores

En cuanto a los aerogeneradores, se elige un modelo doblemente alimentado de velocidad variable de 3,45 MW de potencia nominal y 690 V de tensión. La altura de la torre será de 132 m y el diámetro del rotor de 136 m. Cada aerogenerador estará situado en la dirección perpendicular a la dominante del viento. La tabla a continuación muestra las características principales del modelo de aerogenerador:

Modelo	T136 - 3.45
Tipo	III-A
Potencia	3,45 MW
Tensión nominal	690 V
Factor de potencia	0,925
Altura de la torre	132 m
Diámetro del rotor	136 m
Vida útil	25 años

Tabla 18. Especificaciones aerogenerador

El aerogenerador contará con sistemas de captación, transmisión mecánica, orientación, regulación y control, soporte y refrigeración. La curva de potencia para este tipo de aerogenerador es la siguiente:

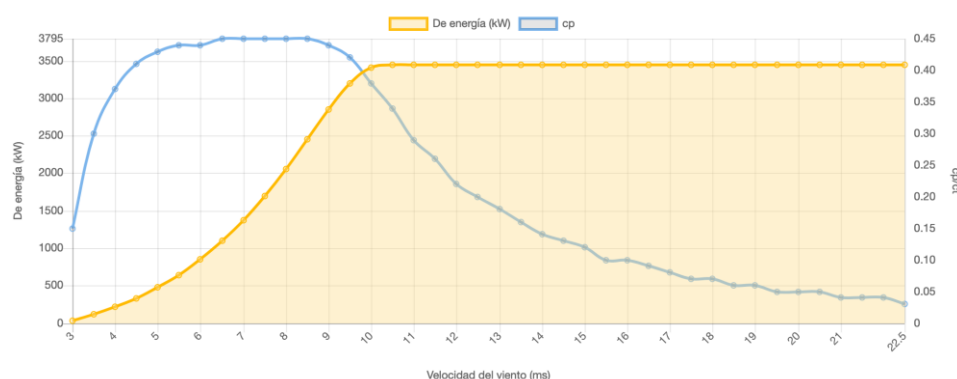


Figura 17. Curva de potencia aerogenerador 3,45 MW

Como se observa en la gráfica, se requiere una velocidad del viento mínima de 3 m/s para que el aerogenerador comience a producir energía. Por otro lado, el aerogenerador dejará de producir energía cuando la velocidad del viento supere los 22,5 m/s.

Para calcular la energía producida por el parque resulta necesario establecer la distribución de frecuencias de la velocidad del viento en el emplazamiento del parque eólico. Esta distribución puede aproximarse a una distribución Weibull, que queda caracterizada por dos parámetros principales: el factor de escala (A) y el factor de forma

(k). El factor de escala indica el nivel de viento del emplazamiento y el factor de forma indica cómo de puntiaguda es la distribución. La probabilidad de cada velocidad se calcula mediante la siguiente expresión: [23]

$$p = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right)$$

Ecuación 1. Probabilidad de la velocidad del viento. Distribución Weibull.

El valor de probabilidad (p) obtenido se multiplica por el número de horas en un año para obtener el número de horas anuales de funcionamiento en cada rango de velocidad. Para realizar este cálculo, se obtienen los parámetros A y k del Atlas Eólico Europeo para la estación meteorológica de Albacete, situada en las coordenadas 38° 56' 00" N 01° 51' 00" W, y a una altura sobre el mar de aproximadamente 700 metros. [24]

La distribución obtenida se muestra a continuación, así como sus parámetros principales:

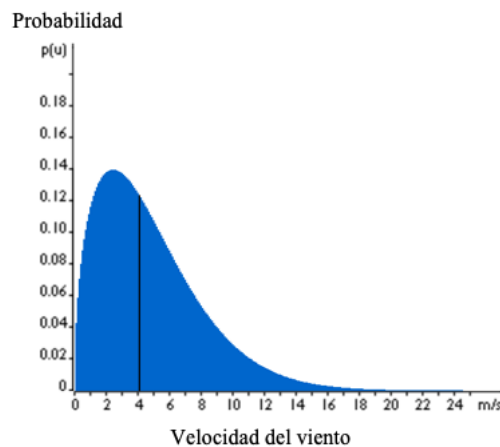


Figura 18. Distribución Weibull de la velocidad del viento – Albacete

Distribución Weibull – Velocidad del viento Albacete	
Factor de escala, A	5,3
Factor de forma, k	1,47
Media	4,8 m/s
Mediana	4,1 m/s

Tabla 19. Parámetros distribución Weibull de la velocidad del viento

A partir de esta distribución se obtiene el porcentaje de horas de funcionamiento para cada valor de velocidad, así como la energía anual generada por el parque. Dado que el valor de la velocidad del viento aportado por el Atlas Eólico Europeo corresponde a una altura de 5,7 metros sobre el nivel del suelo, se estima la velocidad del viento a la altura de la torre (132 metros) a partir de la ley exponencial de Hellmann:

$$V_1 = V_0 \cdot \left(\frac{h_1}{h_0}\right)^\alpha$$

Ecuación 2. Estimación de la velocidad del viento en función de la altura

Donde:

V_1 es la velocidad a estimar

V_0 es la velocidad conocida

H_1 es la altura a que se busca estimar la velocidad

H_0 es la altura a que se ha medido V_0

α es el coeficiente de fricción, que depende del terreno. Se utiliza $\alpha = 0,15$.

La tabla a continuación muestra los resultados obtenidos:

V_0 (m/s)	V_1 (m/s)	p	$P_{\text{aerogenerador}}$ (MW)	Horas funcionamiento anuales	E_{anual} (MWh)
1	1,60	0,50	0	4344,89	0,00
2	3,20	0,00	0,0345	26,33	0,91
3	4,81	0,04	0,43	386,21	166,07
4	6,41	0,09	1,095	789,98	865,03
5	8,01	0,09	2,058	807,54	1.661,91
6	9,61	0,07	3,193	596,87	1.905,82
7	11,22	0,06	3,45	544,21	1.877,52
8	12,82	0,04	3,45	359,88	1.241,59
9	14,42	0,02	3,45	193,11	666,22
11	17,62	0,06	3,45	526,65	1.816,95
13	20,83	0,01	3,45	61,44	211,98
15	24,03	0,00	0	26,33	0,00
17	27,24	0,01	0	43,89	0,00
17	27,24	0,01	0	52,67	0,00
Producción 1 aerogenerador					10.413,99 MWh
Producción parque					354.075,50 MWh
Horas equivalentes funcionamiento					3.018,55 h

Tabla 20. Energía anual generada por el parque

Se obtiene una energía anual generada de 354.075 MWh, lo que corresponde a un valor de horas equivalentes de funcionamiento de 3019 horas, atendiendo a la siguiente expresión:

$$H = \frac{E_{anual}}{P_{instalada}} = \frac{354,075 \text{ GWh}}{117,30 \text{ MW}} = 3.018,55 \text{ horas}$$

Ecuación 3. Horas equivalentes de funcionamiento

Es decir, el parque trabajará aproximadamente al 35% de su capacidad. Si bien este valor puede parecer reducido, se debe tener en cuenta que el aumento de potencia eólica instalada reduce el factor de utilización de los parques, pues se reducen los emplazamientos con altos valores de viento.

3.2. Dimensionamiento

El dimensionamiento de los cables que componen los circuitos de conexión constará de dos partes diferenciadas. En primer lugar, se calculará la sección mínima admisible de cada línea atendiendo a la Instrucción Técnica Complementaria 06 del Reglamento de Alta Tensión. [25] A continuación, se calculará la caída de tensión más desfavorable, comprobándose que no excede el límite establecido. Con el fin de optimizar el diseño se opta por utilizar una sección distinta en cada tramo de la línea. Por último, se calcularán las pérdidas en las líneas. El dimensionamiento se realiza para ambas configuraciones, analizando posteriormente la configuración óptima a implementar.

3.2.1. Cálculo de la sección de los cables

En este apartado se calcula la sección de cada línea atendiendo al criterio de máxima intensidad admisible. Para ello habrá que considerar los factores de corrección por resistividad del terreno, profundidad de los cables, número de ternos en la zanja y temperatura del terreno.

Se utilizarán ternos de cables unipolares enterrados bajo tubo a un metro de profundidad. La distancia de separación entre ternos será de 20 cm, en los casos en los que discurre más de un terno por la misma zanja, y la resistividad térmica del terreno será de 1,5 K·m/W, correspondiente a un terreno arenoso muy seco. A dicha profundidad, la temperatura del terreno será de 25°C. La sección mínima utilizada será de 150 mm².

La siguiente tabla recoge los factores de corrección según la ITC-LAT-06:

Factor de corrección	
Profundidad 1 m	1
Resistividad térmica terreno 1,5 W·m/K	1
Temperatura del terreno 25°	1
2 ternos separados 20 cm	0,83

Tabla 21. Factores de corrección dimensionamiento cables

Las siguientes tablas muestran, para ambas configuraciones, la intensidad máxima admisible corregida tras haber aplicado los factores de corrección, y la sección seleccionada para cada caso:

Configuración A									
Circuito	Línea	Sección (mm ²)	Ternos	I _n (A)	Factores de corrección				I _{adm} corregida (A)
					T ^a	ρ _{terreno}	Nº ternos	Prof.	
1	L1_G1.3-ST	630	2	430,67	1	1	0,83	1	489,70
	L1_G1.1G1.2	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
	L1_G1.2G1.3	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L1_G1.3G1.4	150	2	152,92	1	1	0,83	1	211,65
	L1_G1.4G1.5	150	2	143,56	1	1	0,83	1	211,65
	L1_G1.5G1.6	150	2	71,78	1	1	0,83	1	211,65
2	L2_G2.4-ST	400	1	287,11	1	1	1	1	450,00
	L2_G2.1G2.2	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
	L2_G2.2G2.3	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L2_G2.3G2.4	150	1	215,34	1	1	1	1	255,00
3	L3_G3.3-ST	630	1	430,67	1	1	1	1	590,00
	L3_G3.1G3.2	400	1	71,78	1	1	1	1	450,00
	L3_G3.2G3.3	400	1	143,56	1	1	1	1	450,00
	L3_G3.3G3.4	240	1	215,34	1	1	1	1	345,00
	L3_G3.4G3.5	150	1	287,11	1	1	1	1	255,00
	L3_G3.5G3.6	150	1	358,89	1	1	1	1	255,00
4	L4_G4.4-ST	150	1	430,67	1	1	1	1	255
	L4_G4.1G4.2	630	2	71,78	1	1	0,83	1	489,70
	L4_G4.2G4.3	150	2	143,56	1	1	0,83	1	211,65
	L4_G4.3G4.4	150	2	152,92	1	1	0,83	1	211,65
	L4_G4.4G4.5	150	2	143,56	1	1	0,83	1	211,65
	L4_G4.5G4.6	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
5	L5_G5.3-ST	150	1	287,11	1	1	1	1	255,00
	L5_G5.1G5.2	400	2	71,78	1	1	0,83	1	373,50
	L5_G5.2G5.3	150	2	143,56	1	1	0,83	1	211,65
	L5_G5.3G5.4	150	2	71,78	1	1	0,83	1	211,65
6	L6_G6.1-ST	150	1	430,67	1	1	1	1	255,00
	L6_G6.1G6.2	630	1	71,78	1	1	1	1	590,00
	L6_G6.2G6.3	400	1	143,56	1	1	1	1	450,00
	L6_G6.3G6.4	400	1	215,34	1	1	1	1	450,00
	L6_G6.4G6.5	240	1	287,11	1	1	1	1	345,00
	L6_G6.5G6.6	150	1	358,89	1	1	1	1	255,00

Tabla 22. Intensidad admisible corregida en cada línea. Configuración A.

Configuración B									
Circuito	Línea	Sección (mm ²)	Ternos	I _n (A)	Factores de corrección				I _{adm} corregida (A)
					T ^a	ρ _{terreno}	Nº ternos	Prof.	
1	L1_G1.3-ST	630	2	430,67	1	1	0,83	1	489,70
	L1_G1.1G1.2	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
	L1_G1.2G1.3	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L1_G1.3G1.4	150	2	152,92	1	1	0,83	1	211,65
	L1_G1.4G1.5	150	2	143,56	1	1	0,83	1	211,65
	L1_G1.5G1.6	150	2	71,78	1	1	0,83	1	211,65
2	L2_G2.4-ST	240	1	287,11	1	1	1	1	345,00
	L2_G2.1G2.2	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
	L2_G2.2G2.3	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L2_G2.3G2.4	150	1	215,34	1	1	1	1	255,00
3	L3_G3.3-ST	400	2	287,11	1	1	0,83	1	373,50
	L3_G3.1G3.2	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
	L3_G3.2G3.3	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L3_G3.3G3.4	150	2	71,78	1	1	0,83	1	211,65
4	L4_G4.3-ST	150	1	215,34	1	1	1	1	255,00
	L4_G4.1G4.2	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
	L4_G4.2G4.3	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
5	L5_G5.4-ST	630	2	430,67	1	1	0,83	1	489,70
	L5_G5.1G5.2	150	2	71,78	1	1	0,83	1	211,65
	L5_G5.2G5.3	150	2	143,56	1	1	0,83	1	211,65
	L5_G5.3G5.4	150	2	152,92	1	1	0,83	1	211,65
	L5_G5.4G5.5	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L5_G5.5G5.6	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
6	L6_G6.3-ST	400	2	287,11	1	1	0,83	1	373,50
	L6_G6.1G6.2	150	2	71,78	1	1	0,83	1	211,65
	L6_G6.2G6.3	150	2	143,56	1	1	0,83	1	211,65
	L6_G6.3G6.4	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
7	L7_G7.1-ST	240	1	287,11	1	1	1	1	345,00
	L7_G7.1G7.2	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00
	L7_G7.2G7.3	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L7_G7.3G7.4	150	1	215,34	1	1	1	1	255,00
8	L8_G8.1-ST	150	1	215,34	1	1	1	1	255,00
	L8_G8.1G8.2	150	1	143,56	1	1	1	1	255,00
	L8_G8.2G8.3	150	1	71,78	1	1	1	1	255,00

Tabla 23. Intensidad admisible corregida en cada línea. Configuración B.

3.2.2. Cálculo de la caída de tensión

A continuación, se analiza el cumplimiento del criterio de caída de tensión, según el cual la caída de tensión más desfavorable del circuito no debe exceder el 5% de la tensión de explotación de la red. La caída de tensión en cada línea se calcula según la siguiente expresión:

$$\Delta U_{III} = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Ecuación 4. Caída de tensión en una línea trifásica.

Se utilizará el valor de la resistencia a 105°C por ser éste el caso más desfavorable. El ángulo será el correspondiente al factor de potencia nominal de los aerogeneradores. La caída de tensión máxima obtenida en cada una de las configuraciones se recoge en la siguiente tabla:

Configuración A		Configuración B	
ΔU Red – ST	0,44 %	ΔU Red – ST	0,44 %
ΔU ST – G6.1	1,39 %	ΔU ST – G8.1	1,87 %
ΔU G6.1 – G6.7	0,87 %	ΔU G8.1 – G8.3	0,22 %
Caída de tensión total	2,70 %	Caída de tensión total	2,53 %

Tabla 24. Caída de tensión máxima para cada una de las configuraciones

Se observa que la configuración A presenta una mayor caída de tensión.

3.2.3. Cálculo de las pérdidas totales

Por último, se calculan las pérdidas del sistema en W así como el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia total instalada. Para ello se utiliza la resistencia de los cables a 105°C, al ser éste el caso más desfavorable.

$$P = I^2 \cdot R_{105^\circ\text{C}}$$

Ecuación 5. Pérdidas en una línea eléctrica.

Se obtienen unas pérdidas totales del 0,60% de la potencia instalada en la configuración A y del 0,40% de la potencia instalada en la configuración B.

	Configuración A	Configuración B
Pérdidas totales (W)	699,45	465,38
Pérdidas totales (%)	0,60	0,40

Tabla 25. Comparación de las pérdidas en ambas configuraciones

3.2.4. Análisis económico

En esta sección se estima el capital inicial relativo al cableado que supone cada una de las configuraciones, así como los ingresos debidos a la energía producida por el parque.

Para calcular el capital inicial se tiene en cuenta tanto el coste de los conductores como el coste de la instalación. La tabla siguiente recoge las longitudes necesarias de cada sección en cada una de las configuraciones, así como el precio de cada conductor,

incluyendo la mano de obra, por km de longitud.

S_{CA} / S_{CB} (mm ²)	Precio (€/km)	L_{CA} (m)	Coste A (€)	L_{CB} (m)	Coste B (€)
630	25,6	10.800	276.480	2.800	71.680
400	23,17	5.900	136.703	5.000	115.850
240	21,41	850	18.198,5	5.800	124.178
150	18,9	9.150	172.935	16.400	309.960
Total		26.700	604.316,5	30.000	621.668

Tabla 26. Comparación del coste de ambas configuraciones

Como se puede observar, la configuración B utiliza más longitud de conductores que la configuración A, aproximadamente 3300 metros. Sin embargo, ésta última presenta secciones mayores. El coste del cableado de la configuración B es 621.668 €, es decir, 17.351,50 € mayor que el coste de la configuración A.

A continuación, se estima la diferencia de ingresos en ambas configuraciones, puesto que al tener mayores pérdidas la configuración A, sus ingresos por energía generada serán menores. Dado que la diferencia de pérdidas en ambas configuraciones es de un 0,20%, se calculan las pérdidas económicas que esto supone a partir de la siguiente expresión, estimando un precio aproximado de la energía de venta en mercado de 8c€/kWh:

$$\Delta \text{ingresos} = 0,20\% \cdot 184758,93 \text{ MWh} \cdot 8 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 29.561,43 \text{ €}$$

Ecuación 6. Diferencia de ingresos económicos entre ambas configuraciones.

Es decir, la configuración B supone unos ingresos anuales mayores a la configuración A. La diferencia de estos ingresos es aproximadamente 29.500€.

3.3. Análisis de los resultados y determinación de la configuración óptima elegida

Por último, se elige la configuración óptima ante los resultados obtenidos. A pesar de que ambas configuraciones están por debajo del límite de caída de tensión, la configuración B tiene menor caída de tensión y por tanto menores pérdidas. El coste del cableado de la configuración B es aproximadamente 17.000€ mayor al de la configuración A. Sin embargo, dado que la diferencia de pérdida de ingresos calculada es mayor a la diferencia en el coste referido, se elige la configuración B, la más económica a largo plazo, así como la más eficiente desde el punto de vista de pérdidas eléctricas.

CAPÍTULO 4. MODELADO EN POWERFACTORY.

En este capítulo se describe el software utilizado para realizar la simulación, así como el modelado de la topología del parque y la descripción de los distintos casos de estudio a analizar.

4.1. Introducción a PowerFactory

Para realizar el estudio de conexión a la red del parque eólico se utilizará la versión 2020 del software PowerFactory, de la compañía alemana DIgSILENT. [26] Dicho software es una herramienta computacional para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, especialmente en las áreas de generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. Ha sido diseñado como un software avanzado integrado e interactivo, dedicado al satisfacer los principales objetivos de los sistemas de potencia: optimizar la planificación y la operación.

PowerFactory fue el primer software de análisis de sistemas de potencia con una interfaz gráfica unifilar integrada, que incluye funciones gráficas, capacidad de edición y características de cálculos estáticos y dinámicos.

Una gran ventaja de este software es que permite automatizar funciones a través de scripts, que pueden ser programados en DPL (Digsilent Programming Language) o en Python. También destaca la variedad de manuales de uso disponibles, que detallan tanto los aspectos teóricos como la forma de abordarlos de PowerFactory y la interfaz que utiliza, y referencias técnicas de los modelos que incluye el software, así como una guía para programar scripts en Python y DPL. Como complemento a los manuales y referencias, DIgSILENT ofrece una serie de vídeo tutoriales que detallan ejemplos de algunas de las aplicaciones más comunes del software (red de distribución en baja y media tensión, red de transporte, parque eólico onshore y offshore, estimador de estado, etc.).

Algunas de las funcionalidades de este software son: [27]

- Cálculo de flujo de cargas en régimen permanente, teniendo en cuenta los límites de capacidad de reactiva en función de la tensión.
- Modelo de un sistema fotovoltaico con cálculo de potencia integrada basado en la radiación solar (1 y 3 fases).
- Cálculo de cortocircuito atendiendo a la normativa IEC 60909 y ANSI, y método completo con tensión dinámica.

- Modelos de viento estocásticos y herramientas de análisis probabilístico
- Estabilidad equilibrada y desequilibrada y simulación EMT.
- Modelos para distintos tipos de aerogeneradores y convertidores, sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de baterías, STATCOMs y sistemas HVDC.
- Modelos dinámicos atendiendo a la norma IEC 61400-27-1 y WECC.
- Estudio de la calidad de onda incluyendo análisis de armónicos con equivalentes de Norton dependientes de la frecuencia, cálculo de la impedancia característica mediante el barrido de frecuencia y cálculo de flicker.
- Análisis de la respuesta en frecuencia del modelo.

Para realizar el estudio de conexión a red, ha sido necesario añadir algunas funciones de PowerFactory que no se encuentran en la licencia base. Estas funciones han sido las siguientes:

- *Power Quality and Harmonic Analysis*: Para analizar los requisitos de calidad de potencia (armónicos y flicker).
- *Stability Analysis Functions (RMS)*: Para realizar el estudio dinámico del parque, comprobando la estabilidad.
- *Scripting and automation*: Para automatizar los cálculos del estudio de conexión a red, como la curva PQ o la curva VQ del parque.

4.2. Modelo del parque. Descripción de la topología.

Los distintos elementos del parque se han modelado en PowerFactory conforme a las características mencionadas en el capítulo 3.

PowerFactory trabaja con 2 tipos de datos: los “Type Data”, que contienen los parámetros eléctricos generales, y los “Elements Data Set”, que contienen los parámetros particulares específicos para cada elemento.

Se han creado objetos del tipo “Type Data” para las líneas (.TypLne) y los transformadores (.TypTr2), con sus parámetros principales. Estos objetos contienen los parámetros fundamentales que son comunes a cada objeto, como la impedancia por km en el caso de las líneas o la potencia en el caso de los transformadores. Los parámetros

más específicos, como la longitud de las líneas, se indican directamente en el diagrama (“Elements Data Set”).

Para modelar la red exterior, se utiliza el modelo “External Grid” de la librería gráfica de PowerFactory. Para los buses, se utiliza el modelo “Busbar” de la misma librería.

Para modelar los aerogeneradores, se ha utilizado un modelo IEC WT de tipo 3A, de la librería general de PowerFactory. Este tipo de aerogeneradores utiliza un generador asíncrono doblemente alimentado. Este modelo incluye el comportamiento dinámico del aerogenerador, que será necesario para analizar el comportamiento del parque frente a huecos de tensión.

La curva PQ de los aerogeneradores se considerará independiente de la tensión, puesto que, como se verá más adelante, la influencia en los resultados será mínima. La siguiente imagen muestra la curva P-Q establecida para los aerogeneradores:

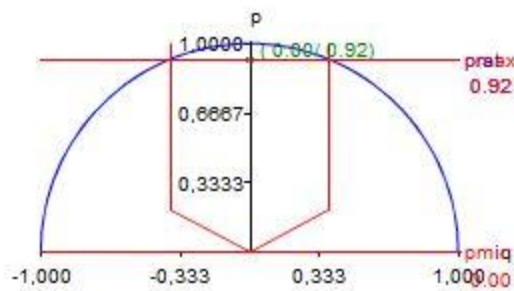


Figura 19. Curva P-Q de los aerogeneradores

La imagen siguiente muestra el diagrama unifilar del parque modelado en PowerFactory:

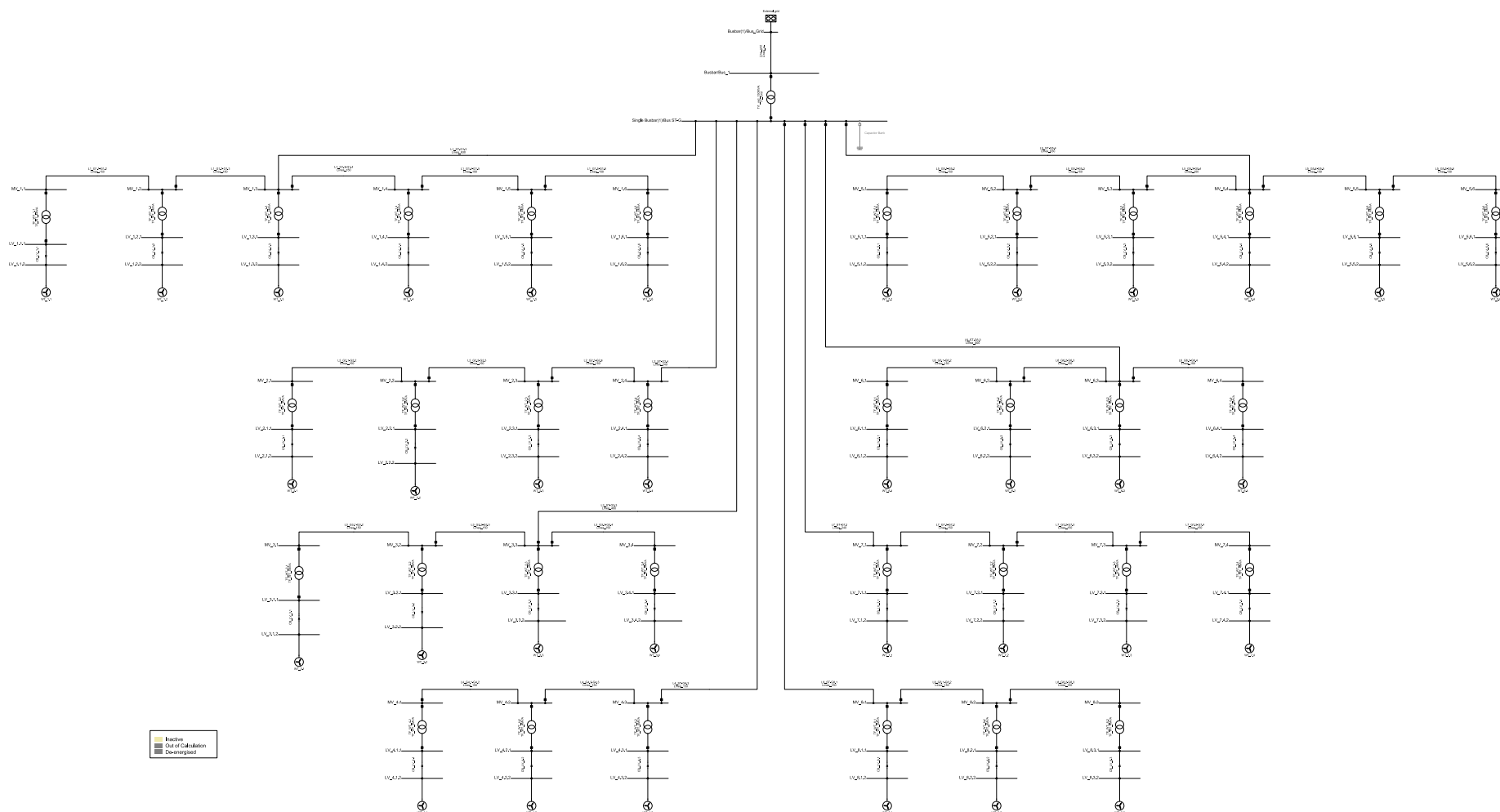


Figura 20. Diagrama unifilar del parque eólico modelado en PowerFactory.

La tabla a continuación muestra un resumen de los elementos del parque: aerogeneradores, nudos, transformadores y líneas, así como la notación utilizada para cada uno de ellos.

Circuito	Aerogen.	Bus BT	Bus MT	Transformador	Líneas		
1	WT_1.1	LV_1.1.1	MV_1.1	TF_WT_1.1	L1_G1.1-G1.2		
	WT_1.2	LV_1.2.1	MV_1.2	TF_WT_1.2	L1_G1.1-G1.2	L1_G1.2-G1.3	
	WT_1.3	LV_1.3.1	MV_1.3	TF_WT_1.3	L1_G1.2-G1.3	L1_ST-G1.3	L1_G1.3-G1.4
	WT_1.4	LV_1.4.1	MV_1.4	TF_WT_1.4	L1_G1.3-G1.4	L1_G1.4-G1.5	
	WT_1.5	LV_1.5.1	MV_1.5	TF_WT_1.5	L1_G1.4-G1.5	L1_G1.5-G1.6	
	WT_1.6	LV_1.6.1	MV_1.6	TF_WT_1.6	L1_G1.5-G1.6		
2	WT_2.1	LV_2.1.1	MV_2.1	TF_WT_2.1	L2_G2.1-G2.2		
	WT_2.2	LV_2.2.1	MV_2.2	TF_WT_2.2	L2_G2.1-G2.2	L2_G2.2-G2.3	
	WT_2.3	LV_2.3.1	MV_2.3	TF_WT_2.3	L2_G2.2-G2.3	L2_G2.3-G2.4	
	WT_2.4	LV_2.4.1	MV_2.4	TF_WT_2.4	L2_G2.3-G2.4	L2_ST-G2.4	
3	WT_3.1	LV_3.1.1	MV_3.1	TF_WT_3.1	L3_G3.1-G3.2		
	WT_3.2	LV_3.2.1	MV_3.2	TF_WT_3.2	L3_G3.1-G3.2	L3_G3.2-G3.3	
	WT_3.3	LV_3.3.1	MV_3.3	TF_WT_3.3	L3_G3.2-G3.3	L3_ST-G3.3	L3_G3.3-G3.4
	WT_3.4	LV_3.4.1	MV_3.4	TF_WT_3.4	L3_G3.3-G3.4		
4	WT_3.1	LV_4.1.1	MV_4.1	TF_WT_4.1	L4_G4.1-G4.2		
	WT_3.2	LV_4.2.1	MV_4.2	TF_WT_4.2	L4_G4.1-G4.2	L4_G4.2-G4.3	
	WT_3.3	LV_4.3.1	MV_4.3	TF_WT_4.3	L4_G4.2-G4.3	L4_ST-G4.3	
5	WT_5.1	LV_5.1.1	MV_5.1	TF_WT_5.1	L5_G5.1-G5.2		
	WT_5.2	LV_5.2.1	MV_5.2	TF_WT_5.2	L5_G5.1-G5.2	L5_G5.2-G5.3	
	WT_5.3	LV_5.3.1	MV_5.3	TF_WT_5.3	L5_G5.2-G5.3	L5_G5.3-G5.4	
	WT_5.4	LV_5.4.1	MV_5.4	TF_WT_5.4	L5_G5.3-G5.4	L5_ST-G5.4	L5_G5.4-G5.5
	WT_5.5	LV_5.5.1	MV_5.5	TF_WT_5.5	L5_G5.4-G5.5	L5_G5.5-G5.6	
	WT_5.6	LV_5.6.1	MV_5.6	TF_WT_5.6	L5_G5.5-G5.6		
6	WT_6.1	LV_6.1.1	MV_6.1	TF_WT_6.1	L6_G6.1-G6.2		
	WT_6.2	LV_6.2.1	MV_6.2	TF_WT_6.2	L6_G6.1-G6.2	L6_G6.2-G6.3	
	WT_6.3	LV_6.3.1	MV_6.3	TF_WT_6.3	L6_G6.2-G6.3	L6_ST-G6.3	L6_G6.3-G6.4
	WT_6.4	LV_6.4.1	MV_6.4	TF_WT_6.4	L6_G6.3-G6.4		
7	WT_7.1	LV_7.1.1	MV_7.1	TF_WT_7.1	L7_ST-G7.1	L7_G7.1-G7.2	
	WT_7.2	LV_7.2.1	MV_7.2	TF_WT_7.2	L7_G7.1-G7.2	L7_G7.2-G7.3	
	WT_7.3	LV_7.3.1	MV_7.3	TF_WT_7.3	L7_G7.2-G7.3	L7_G7.3-G7.4	
	WT_7.4	LV_7.4.1	MV_7.4	TF_WT_7.4	L7_G7.3-G7.4		
8	WT_8.1	LV_8.1.1	MV_8.1	TF_WT_8.1	L8_ST-G8.1	L8_G8.1-G8.2	
	WT_8.2	LV_8.2.1	MV_8.2	TF_WT_8.2	L8_G8.1-G8.2	L8_G8.2-G8.3	
	WT_8.3	LV_8.3.1	MV_8.3	TF_WT_8.3	L8_G8.2-G8.3		
Circuito		Bus MT	Bus AT	Transformador	Líneas		
Red ext.		ST-G	Bus Grid	Trf_red	Line_grid		

Tabla 27. Elementos del parque. Notación.

4.3. Descripción de los casos de estudio

Posteriormente al modelado del parque se procede a definir los distintos casos de estudio. Se ha diseñado un caso de estudio distinto para cada tipo de cálculo, definiendo los siguientes:

Nombre del caso de estudio		Descripción
01	Load Flow	Cálculo del flujo de carga.
02	P-Q diagram V 1 p.u.	Cálculo del diagrama P-Q, para tensión nominal en el PCR.
02.2	P-Q diagram V 0,9 p.u.	Cálculo del diagrama P-Q, para tensión de 0,9 p.u. en el PCR.
02.3	P-Q diagram V 1,087 p.u.	Cálculo del diagrama P-Q, para tensión de 1,0875 p.u. en el PCR.
02.4	V-Q diagram	Cálculo del diagrama V-Q.
03	Shorcircuit analysis	Cálculo del cortocircuito.
04	Flicker analysis	Cálculo de flicker.
04.2	Harmonics analysis	Cálculo de armónicos.
05	Dynamic Study	Cálculo del comportamiento ante huecos de tensión

Tabla 28. Resumen de los casos de estudio definidos

4.4. Automatización

Con el fin de agilizar el proceso de simulación de los distintos escenarios y la exportación de los resultados de las simulaciones, se han desarrollado una serie de scripts utilizando el lenguaje de programación Python, incluidos en el Anexo II.

Para utilizar estos scripts se genera un objeto de PowerFactory: ComPython, que incluye el directorio del script.

Las librerías utilizadas en los scripts han sido las siguientes:

- *powerfactory*: Módulo que permite la interacción del script de Python con el software PowerFactory
- *win32com.client*: Librería que permite exportar los datos desde Python a Microsoft Excel con el fin de analizarlos posteriormente.

Los scripts se han desarrollado en el entorno de desarrollo Spyder, de Anaconda. Para compilar un script, es necesario ejecutar el objeto ComPython correspondiente.

Se han creado objetos ComPython para los cálculos que requerían el análisis de un gran número de escenarios: flujo de cargas, cortocircuito y calidad de onda.

CAPÍTULO 5. ESTUDIO DE CONEXIÓN A RED

En este capítulo se desarrolla la metodología para el estudio de conexión a red del parque eólico. Se compone de 3 partes principales: la evaluación de la significatividad del parque, los estudios estáticos y los estudios dinámicos.

5.1. Evaluación de la significatividad

Como se indica en el capítulo 2: Estado del arte, el P.O.12.2 evalúa la significatividad de los módulos de parque eléctrico en función de dos parámetros: la tensión del punto de conexión a la red y la potencia instalada total.

Dado que en el parque bajo estudio la tensión del punto de conexión a la red es mayor a 110 kV, concretamente 400 kV, y la potencia instalada es superior a 50 MW (117,3 MW), este parque se considera de Tipo D y, por tanto, deberá cumplir todos los requisitos que el P.O.12.2 impone a los parques pertenecientes a esta categoría en materia de tensión, calidad de onda y capacidad de reactiva. El cumplimiento de dichos requisitos se estudia en las secciones siguientes.

5.2. Estudios estáticos

En esta sección se llevan a cabo los estudios estáticos del parque, que comprenden el flujo de cargas, el análisis de los requisitos de tensión y potencia reactiva y dimensionamiento de compensación de reactiva, el estudio de cortocircuito y dimensionamiento de las protecciones y, por último, el estudio de calidad de onda. Para todos los casos se explicarán los escenarios a estudiar y se analizarán los resultados obtenidos, comprobando el cumplimiento del código de red.

5.2.1. Flujo de cargas

Se estudia el flujo de cargas en distintas condiciones de tensión en el punto de conexión a la red (PCR) y potencia reactiva generada por los aerogeneradores, con el fin de verificar requisitos relativos al nivel de carga de las líneas, la tensión de los nudos y las pérdidas totales del sistema. La tabla a continuación recoge los distintos casos a estudiar. Éstos se dividen en 3 grupos principales en función de la tensión del punto de conexión a la red. Cada grupo se divide a su vez en 3 subgrupos en función del factor de

potencia. Se establece un código para cada escenario, formado por dos dígitos que indican grupo y subgrupo, con el fin de facilitar posteriores referencias a cada uno de los casos.

En todos los casos, los aerogeneradores trabajan al máximo de potencia activa.

Escenario	Tensión en el PCR	$\cos\varphi$	$Q_{\text{aerogenerador}}$ (MVar)
1.1	$V_{\text{PCR}}=1$ pu	0,925 ind	-1,417
1.2		1	0
1.3		0,925 cap	1,417
2.1	$V_{\text{PCR}}=0,9$ pu	0,925 ind	-1,417
2.2		1	0
2.3		0,925 cap	1,417
3.1	$V_{\text{PCR}}=1,0875$ pu	0,925 ind	-1,417
3.2		1	0
3.3		0,925 cap	1,417

Tabla 29. Escenarios flujo de cargas

Los parámetros del flujo de cargas realizado son los siguientes:

- Se ejecuta un flujo de cargas en corriente alterna, equilibrado y de secuencia positiva
- Se considerarán los límites de potencia activa y de potencia reactiva
- Se considerará una temperatura de 20°C para los cables
- El algoritmo utilizado para el cálculo será el método de Newton-Raphson

Se analizan los siguientes aspectos:

- Tensión de los nudos
- Nivel de carga de las líneas
- Pérdidas totales del parque

En primer lugar, se analiza la tensión de los nudos, en módulo y ángulo. Los aerogeneradores limitan la tensión en los nudos de BT a un $\pm 5\%$ de la tensión nominal con el fin de evitar problemas en la generación de potencia reactiva. Se debe comprobar que la tensión en dichos nudos está dentro de este rango. Tras analizar los resultados obtenidos en la simulación, podemos realizar las siguientes observaciones:

- Las tensiones en la barra de 30 kV se desvían de forma significativa del valor nominal.

- Nudos de MT:
 - Máxima tensión en el escenario 3.2, en el nudo MV_8.3, alcanzando un valor de 1,105 p.u.
 - Mínima tensión en el escenario 2.1, en el nudo MV_6.4, alcanzando un valor de 0,89 p.u.
- Nudos de BT:
 - Máxima tensión en el escenario 3.2, en el nudo LV_8.3.2, alcanzando un valor de 1,109 p.u., superior al límite establecido de 1,05 p.u.
 - Mínima tensión en el escenario 2.1, en el nudo LV_6.4.2, alcanzando un valor de 0,901 p.u., inferior al límite establecido de 0,95 p.u.
- La mayoría de los nudos de BT en los escenarios de máxima reactiva consumida y generada superan en el rango del $\pm 5\%$ de la tensión nominal.

A continuación, se analiza el perfil de tensiones en el lado de media tensión para el escenario con tensiones más desfavorables, el 3.2:

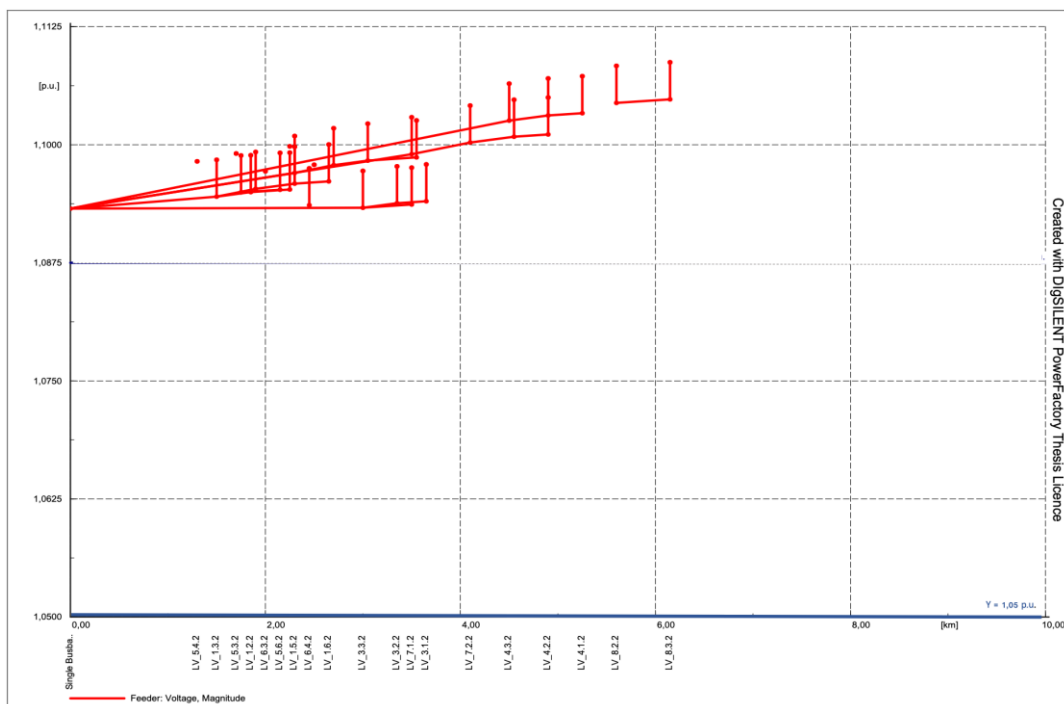


Figura 21. Perfil de tensiones para el escenario 3.2.

Se observa que todos los nudos de BT presentan tensiones mayores a 1,05 p.u., siendo el nudo más desfavorable es el LV_8.3.2. Era el resultado esperado, puesto que éste es el nudo más lejano del punto de conexión a la red.

Ante el no cumplimiento de los requisitos de tensión, se opta por añadir un cambiador de tomas al transformador que conecta el parque con la red de transporte, permitiendo, de esta manera, la regulación de la tensión en el secundario del transformador y, por consiguiente, una tensión en los nudos de MT y BT más cercana a la nominal. Se introduce un cambiador $\pm 10 \times 1\%$, de 21 tomas, con un salto de un 1% de la tensión entre cada toma y un margen mínimo de regulación del $\pm 10\%$, valor típico utilizado en las redes de transporte. Tras añadir el cambiador de tomas, se obtienen los siguientes resultados de tensiones en la barra de 30 kV del parque:

	Escenario								
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	3.3
V_{PCR} (pu)	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0875	1,0875	1,0875
Factor de potencia	ind	1	cap	ind	1	cap	ind	1	cap
$V_{bus\ ST-G}$ (pu)	1,000	1,004	0,997	0,972	1,005	1,004	1,005	1,002	1,024

Tabla 30. Tensión de la barra de 30 kV tras introducir un cambiador de tomas $\pm 10 \times 1\%$

La regulación resulta efectiva en la mayoría de los casos, manteniéndose la tensión muy cercana a 1 p.u en la barra de 30 kV y en el resto de nudos del parque. Además, al introducir el cambiador de tomas se reduce el número de líneas cuya carga es superior al 85%.

Sin embargo, en los casos extremos (escenarios 2.1 y 3.3) la tensión se aleja de la referencia, provocando que el resto de nudos de baja tensión presenten tensiones fuera del rango del $\pm 5\%$ de la tensión de referencia. En ambos casos se alcanza el límite de regulación en el cambiador de tomas, estando situado en las tomas -10 y +10, respectivamente.

Ante este resultado, se analiza la introducción de saltos en el cambiador de tomas de un 1,5%, en lugar de un 1%, con el fin de mantener el número de tomas, aumentando el margen mínimo de regulación a un $\pm 15\%$. Se obtienen las siguientes tensiones en la barra de 30 kV:

	Escenario								
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	3.3
V_{PCR} (pu)	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0875	1,0875	1,0875
Factor de potencia	ind	1	cap	ind	1	cap	ind	1	cap
$V_{bus\ ST-G}$ (pu)	1,000	1,004	1,007	0,992	0,993	0,994	0,995	1,002	1,006

Tabla 31. Tensión de la barra de 30kV tras introducir un cambiador de tomas $\pm 10 \times 1,5\%$

Se observa que, en este caso, la tensión se mantiene muy cercana al valor nominal en todos los escenarios.

La tabla a continuación muestra la posición de la toma del transformador en cada uno de los escenarios para ambos cambiadores de tomas, demostrando que nunca se alcanzan los límites del margen de regulación con el cambiador $\pm 10 \times 1,5\%$.

Escenario	Posición de la toma	Posición de la toma
	$\pm 10 \times 1\%$	$\pm 10 \times 1,5\%$
1.1	-3	0
1.2	0	0
1.3	4	2
2.1	-10	0
2.2	-10	-6
2.3	-7	-4
3.1	5	4
3.2	-3	-2
3.3	10	8

Tabla 32. Posición de la toma del transformador en cada uno de los escenarios

La siguiente figura muestra el perfil de tensiones en el escenario 3.2 (el más desfavorable inicialmente) una vez introducido el cambiador de tomas. Se observa que, en este caso, las tensiones de los nudos de BT más lejanos quedan lejos del límite superior de 1,05 p.u.

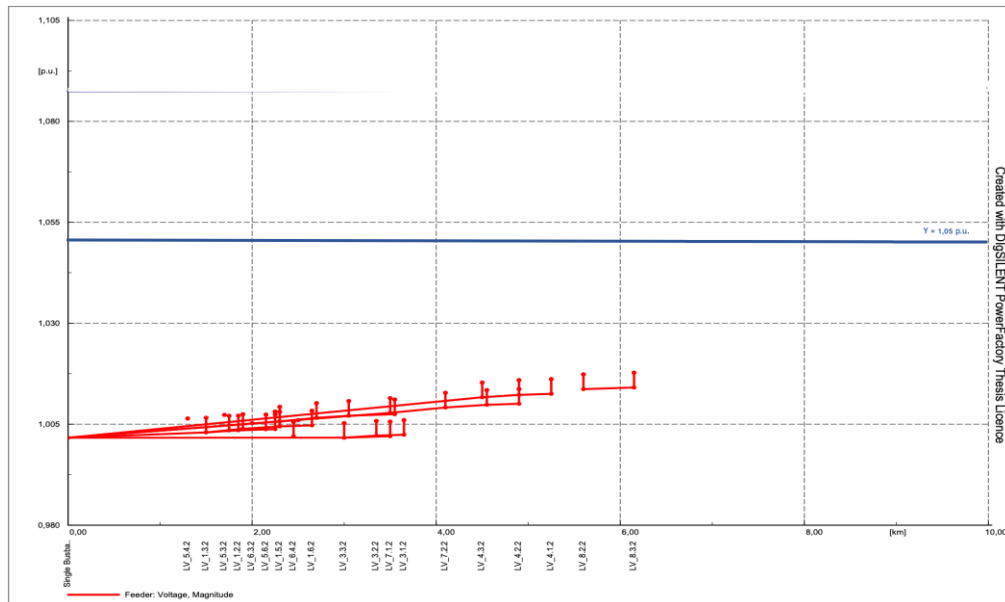


Figura 22. Perfil de tensiones del escenario 3.2 tras introducir un cambiador de tomas $\pm 10 \times 1,5\%$

Al introducir el cambiador de tomas $\pm 10 \times 1,5\%$, todos los escenarios presentan una tensión en los nudos muy similar a la nominal.

- Todos los nudos del parque tienen una tensión dentro del rango del $\pm 5\%$ de la tensión nominal.
- El nudo con mayor tensión es el LV8.3.2 con una tensión de 1.018 p.u., en el escenario 3.3.
- El nudo con menor tensión es el LV6.3.2, con una tensión del 0,958 p.u., en el escenario 3.1.

Dado que con el cambiador de tomas $\pm 10 \times 1,5\%$ se verifican los límites de tensión de los aerogeneradores en los nudos de BT (0,95-1,05 p.u.), se consideran válidos los resultados obtenidos.

En segundo lugar, se analiza la carga de las líneas en los distintos escenarios, ya introducido el cambiador de tomas. Se verifica que ninguna línea sobrepasa su capacidad.

Ante los resultados obtenidos, podemos realizar las siguientes observaciones:

- Ninguna línea supera el 90% de su capacidad, criterio de diseño de las líneas.
- Algunas líneas, resaltadas en amarillo en la tabla a continuación, se encuentran por encima del 85% de su capacidad, en los escenarios de máxima potencia reactiva consumida.
- El caso más desfavorable, es decir, aquel en el que la carga de las líneas es mayor, es el escenario 2.1. La línea con mayor carga es la L4_ST-G4.3, con un valor del 88.23% de carga.
- Las líneas más cargadas son aquellas que conectan los aerogeneradores con la barra de 30 kV de la subestación transformadora, y algunas de las líneas que conectan aerogeneradores en los circuitos 1, 2, 4, 5, 7 y 8.

La siguiente tabla muestra la carga de las líneas, expresada en %, para cada uno de los escenarios.

		Escenario								
		1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	3.3
Línea	Sección	Carga (%)								
L1_G1.1-G1.2	150	29,14	25,78	27,11	29,27	25,77	26,94	28,98	25,85	26,47
L1_G1.2-G1.3	150	58,19	51,54	54,23	58,45	51,52	53,89	57,87	51,68	52,93
L1_G1.3-G1.4	150	87,20	77,26	81,28	87,69	77,22	80,78	86,72	77,46	79,34
L1_G1.4-G1.5	150	58,16	51,50	54,17	58,50	51,48	53,83	57,84	51,63	52,88
L1_G1.5-G1.6	150	29,12	25,75	27,08	29,29	25,74	26,91	28,96	25,82	26,43
L1_ST-G1.3	630	75,36	66,80	70,31	75,74	66,78	69,87	74,94	66,98	68,63
L2_G2.1-G2.2	150	29,04	25,68	27,03	29,36	25,67	26,86	28,88	25,75	26,39
L2_G2.2-G2.3	150	57,96	51,35	54,04	58,60	51,33	53,71	57,65	51,49	52,76
L2_G2.3-G2.4	150	86,94	77,05	81,08	87,86	77,01	80,58	86,46	77,25	79,16
L2_ST-G2.4	240	85,68	75,95	80,23	86,55	75,92	79,73	85,21	76,15	78,34
L3_G3.1-G3.2	150	29,20	25,81	27,12	29,23	25,80	26,95	29,04	25,88	26,47
L3_G3.2-G3.3	150	58,34	51,62	54,25	58,38	51,60	53,91	58,01	51,75	52,95
L3_G3.3-G3.4	150	29,21	25,82	27,16	29,22	25,81	26,99	29,05	25,89	26,51
L3_ST-G3.3	400	66,05	58,50	61,91	66,09	58,47	61,52	65,68	58,65	60,45
L4_G4.1-G4.2	150	28,90	25,56	26,86	29,48	25,55	26,70	28,75	25,62	26,23
L4_G4.2-G4.3	150	57,73	51,10	53,74	58,86	51,08	53,41	57,42	51,24	52,47
L4_ST-G4.3	150	86,55	76,66	81,33	88,23	76,63	80,85	86,08	76,86	79,47
L5_G5.1-G5.2	150	29,11	25,75	27,11	29,30	25,74	26,94	28,95	25,82	26,46
L5_G5.2-G5.3	150	58,09	51,48	54,23	58,47	51,46	53,89	57,77	51,62	52,94
L5_G5.3-G5.4	150	87,09	77,24	81,35	87,63	77,21	80,84	86,61	77,44	79,41
L5_G5.4-G5.5	150	58,18	51,55	54,25	58,46	51,52	53,92	57,86	51,68	52,96
L5_G5.5-G5.6	150	29,14	25,78	27,12	29,28	25,77	26,95	28,98	25,85	26,47
L5_ST-G5.4	630	75,30	66,80	70,35	75,70	66,77	69,91	74,88	66,97	68,67
L6_G6.1-G6.2	150	29,17	25,81	27,15	29,25	25,79	26,98	29,01	25,87	26,50
L6_G6.2-G6.3	150	58,24	51,60	54,32	58,39	51,58	53,98	57,92	51,73	53,02
L6_G6.3-G6.4	150	29,19	25,82	27,17	29,23	25,81	27,00	29,03	25,89	26,52
L6_ST-G6.3	400	65,96	58,49	61,82	66,10	58,46	61,43	65,59	58,64	60,35
L7_G7.1-G7.2	150	86,80	76,85	80,84	88,01	76,82	80,34	86,32	77,05	78,93
L7_G7.2-G7.3	150	57,90	51,23	53,85	58,72	51,21	53,52	57,58	51,36	52,58
L7_G7.3-G7.4	150	28,99	25,62	26,91	29,41	25,61	26,75	28,83	25,68	26,28
L7_ST-G7.1	240	85,51	75,76	80,18	86,65	75,73	79,69	85,04	75,96	78,32
L8_G8.1-G8.2	150	57,61	51,02	53,71	58,87	51,00	53,38	57,30	51,15	52,46
L8_G8.2-G8.3	150	28,87	25,52	26,85	29,50	25,51	26,68	28,71	25,58	26,22
L8_ST-G8.1	150	86,36	76,54	81,37	88,21	76,51	80,89	85,89	76,74	79,52
Line grid	110	74,31	64,22	65,31	80,82	71,32	72,59	68,27	59,07	60,30

Tabla 33. Resultados de carga de las líneas en cada uno de los escenarios

En la siguiente imagen se muestra el diagrama unifilar del parque con los resultados del flujo de carga en el escenario 2.1. Se puede comprobar que ningún transformador llega al límite de su capacidad.

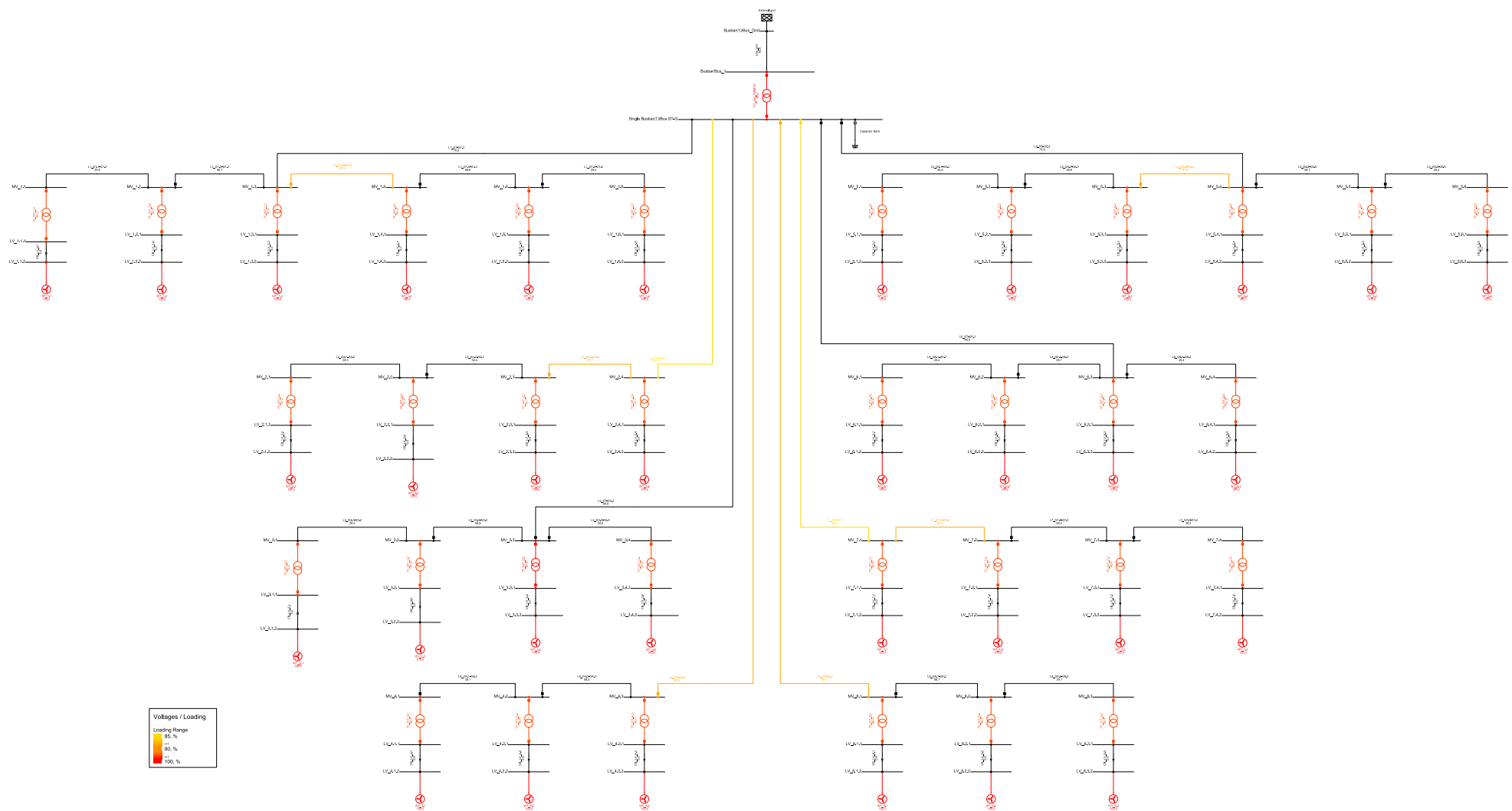


Figura 23. Resultado flujo de cargas escenario 2.1 tras añadir el cambiador de tomas

Por último, se verifican las pérdidas totales del sistema. Se fijará un requisito de pérdidas máximas de un 2% de la potencia total instalada en el parque. La tabla a continuación recoge las pérdidas de cada una de las líneas, así como las pérdidas totales del parque para cada uno de los escenarios:

		Escenario									
		1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	3.3	
Línea	Sección	Pérdidas (kW)									
L1	G1.1-G1.2	150	1,36	1,07	1,18	1,37	1,07	1,16	1,35	1,07	1,12
L1	G1.2-G1.3	150	4,76	3,74	4,13	4,80	3,73	4,08	4,70	3,76	3,94
L1	G1.3-G1.4	150	12,21	9,59	10,61	12,35	9,58	10,48	12,07	9,64	10,11
L1	G1.4-G1.5	150	5,43	4,26	4,71	5,49	4,26	4,65	5,37	4,28	4,49
L1	G1.5-G1.6	150	1,19	0,93	1,03	1,20	0,93	1,02	1,18	0,94	0,98
L1	ST-G1.3	630	41,77	32,85	36,38	42,20	32,82	35,92	41,32	33,02	34,66
L2	G2.1-G2.2	150	1,69	1,32	1,46	1,73	1,32	1,45	1,67	1,33	1,39
L2	G2.2-G2.3	150	4,72	3,71	4,10	4,82	3,71	4,05	4,67	3,73	3,91
L2	G2.3-G2.4	150	12,14	9,54	10,56	12,40	9,53	10,43	12,00	9,59	10,06
L2	ST-G2.4	240	74,92	59,15	65,79	76,49	59,10	64,98	74,10	59,46	62,72
L3	G3.1-G3.2	150	1,03	0,80	0,89	1,03	0,80	0,87	1,01	0,81	0,84
L3	G3.2-G3.3	150	4,78	3,75	4,14	4,79	3,74	4,08	4,73	3,77	3,94
L3	G3.3-G3.4	150	1,71	1,34	1,48	1,71	1,34	1,46	1,69	1,35	1,41
L3	ST-G3.3	400	6,30	4,98	5,55	6,32	4,98	5,48	6,23	5,01	5,29
L4	G4.1-G4.2	150	1,17	0,92	1,01	1,22	0,92	1,00	1,16	0,92	0,97
L4	G4.2-G4.3	150	5,35	4,20	4,64	5,56	4,19	4,58	5,29	4,22	4,42
L4	ST-G4.3	150	133,74	106,03	118,49	139,11	105,94	117,05	132,29	106,5	113,04
L5	G5.1-G5.2	150	1,86	1,46	1,62	1,89	1,46	1,60	1,84	1,47	1,54
L5	G5.2-G5.3	150	7,44	5,86	6,49	7,54	5,85	6,41	7,36	5,89	6,18
L5	G5.3-G5.4	150	12,18	9,59	10,63	12,33	9,58	10,50	12,04	9,64	10,13
L5	G5.4-G5.5	150	6,11	4,80	5,32	6,17	4,80	5,25	6,04	4,83	5,06
L5	G5.5-G5.6	150	1,36	1,07	1,18	1,37	1,07	1,16	1,34	1,07	1,12
L5	ST-G5.4	630	36,15	28,47	31,56	36,55	28,44	31,17	35,75	28,61	30,07
L6	G6.1-G6.2	150	1,53	1,20	1,33	1,54	1,20	1,31	1,52	1,21	1,27
L6	G6.2-G6.3	150	6,80	5,35	5,92	6,84	5,34	5,85	6,73	5,38	5,64
L6	G6.3-G6.4	150	1,54	1,20	1,33	1,54	1,20	1,31	1,52	1,21	1,27
L6	ST-G6.3	400	4,20	3,32	3,70	4,22	3,32	3,65	4,16	3,34	3,52
L7	G7.1-G7.2	150	18,13	14,23	15,74	18,65	14,22	15,54	17,94	14,31	15,00
L7	G7.2-G7.3	150	6,05	4,74	5,24	6,23	4,74	5,17	5,98	4,77	4,99
L7	G7.3-G7.4	150	1,18	0,92	1,02	1,21	0,92	1,00	1,17	0,93	0,97
L7	ST-G7.1	240	113,21	89,51	99,77	116,34	89,44	98,55	111,96	89,97	95,15
L8	G8.1-G8.2	150	7,98	6,27	6,94	8,34	6,27	6,86	7,90	6,31	6,62
L8	G8.2-G8.3	150	1,83	1,44	1,59	1,92	1,44	1,57	1,81	1,45	1,51
L8	ST-G8.1	150	147,73	117,43	131,61	154,28	117,33	130,03	146,12	118,0	125,60
Line	grid	110	347,17	259,25	268,19	410,60	319,80	331,27	293,02	219,3	228,60
TOTAL			1036,7	804,30	875,29	1120,1	864,38	930,95	975,02	767,2	807,55
% pérdidas			0,88%	0,69%	0,75%	0,95%	0,74%	0,79%	0,83%	0,65	0,69%

Tabla 34. Pérdidas en las líneas y totales del parque en cada escenario

Como se puede observar en la tabla, el caso más desfavorable es el escenario 2.1, que presenta unas pérdidas del 0,95%. Dado que estas pérdidas son inferiores al límite del 2% establecido, el resultado obtenido se considera válido.

Se estiman a continuación las pérdidas anuales del parque eólico en términos de potencia máxima generada para vientos superiores a 10 m/s. Dado que, en el caso más desfavorable, las pérdidas serán del 0,95%, esto dará lugar a una potencia máxima generada de 105,57 MW.

5.2.2. Análisis de cumplimiento de requisitos de tensión y potencia reactiva

Para analizar el cumplimiento de los requisitos de consumo y generación de potencia reactiva, se realizan dos estudios: a carga máxima y a carga parcial. En ambos casos se utilizará sendos scripts DPL de PowerFactory, en los que se fijan los parámetros más relevantes del parque, como la potencia nominal o los límites de tensión de los nudos. Se fijan además las curvas de referencia establecidas por el P.O.12.2, con el fin de compararlas con las curvas reales del parque.

Estudio a carga máxima

Para el análisis del cumplimiento de los requisitos a máxima capacidad se fija la potencia máxima en el PCR y se estudia la capacidad de generación y consumo de reactiva realizando un barrido en distintos niveles de tensión, desde 0,90 p.u. hasta 1,0875 p.u.

Se comprueba si el módulo de parque eléctrico es capaz de consumir o generar como mínimo la potencia reactiva en el punto de conexión a la red establecida por el P.O.12.2. Para ello se compara el gráfico $V-Q/P_{\max}$ real del parque (curva roja) con el mínimo establecido por el P.O.12.2. (curva azul).

El gráfico obtenido es el siguiente:

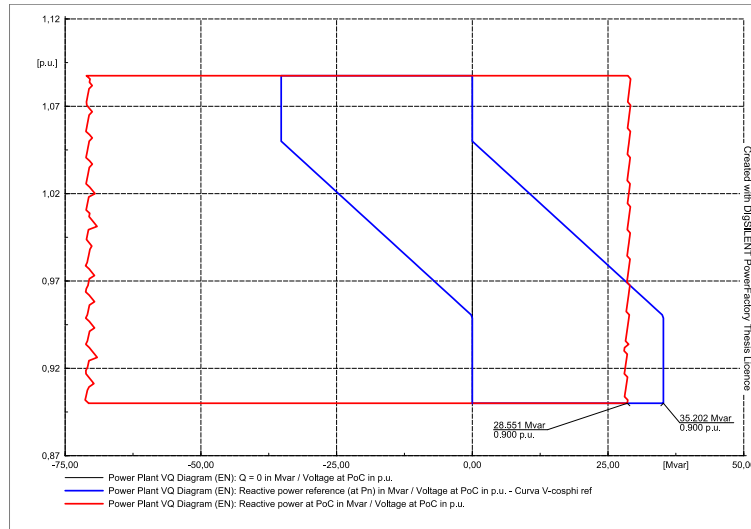


Figura 24. Gráfico V-Q del parque

Se analizan los dos puntos críticos: el punto crítico de consumo de reactiva (punto situado arriba a la izquierda en la curva azul) y el punto crítico de generación de reactiva (situado abajo a la derecha en la curva azul). Para cumplir los requisitos, el parque eólico debe cumplir como mínimo con estos puntos críticos, es decir, la curva roja debe contener a la curva azul.

La planta cumple sin problema los requisitos de consumo de reactiva, siendo la capacidad de consumo de reactiva del parque mucho mayor a la requerida. Sin embargo, en cuanto a los requisitos de generación de potencia reactiva, el gráfico muestra que el parque no cumple con ellos. El punto de máxima generación de reactiva del parque a una tensión de 0,90 p.u. se encuentra situado a la izquierda del punto de máxima generación de reactiva del diagrama propuesto por el P.O.12.2.

Con el fin de cumplir los requisitos de generación, se instalará un banco de condensadores en la barra de 30kV (MT). Se procede a dimensionar este banco de condensadores. La potencia reactiva que deben generar los condensadores será, como mínimo, la que establece el P.O.12.2 menos la que actualmente genera el parque:

$$Q_{compensación} = 35,20 - 28,55 = 6,65 \text{ MVar}$$

Para dimensionar la capacidad del condensador se utiliza la siguiente expresión:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V^2 \rightarrow C = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V^2} = \frac{6,65 \text{ MVar}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 27kV^2} = 29 \mu F$$

Created with DIGSILENT PowerFactory Thesis Licence

Power Plant VQ Diagram (EN): $Q = 0$ in Mvar / Voltage at PoC in p.u.

Power Plant VQ Diagram (EN): Reactive power reference (at Pn) in Mvar / Voltage at PoC in p.u. - Curva V-cosphi ref

Power Plant VQ Diagram (EN): Reactive power at PoC in Mvar / Voltage at PoC in p.u.

Se observa que en este caso ambos puntos críticos cumplen con los requisitos del P.O.12.2, al estar la curva establecida por dicho procedimiento de operación contenida dentro de la curva del parque.

Para analizar el cumplimiento de los requisitos de reactiva, se analiza la capacidad del parque de generar reactiva haciendo un barrido de potencia activas desde 0 hasta la potencia máxima, para distintos casos de tensión en el PCR (0,90 p.u., 1 p.u. y 1,0875 p.u.)

53

Escenario 1: $V_{PCR}=1$ p.u.

El gráfico obtenido es el siguiente:

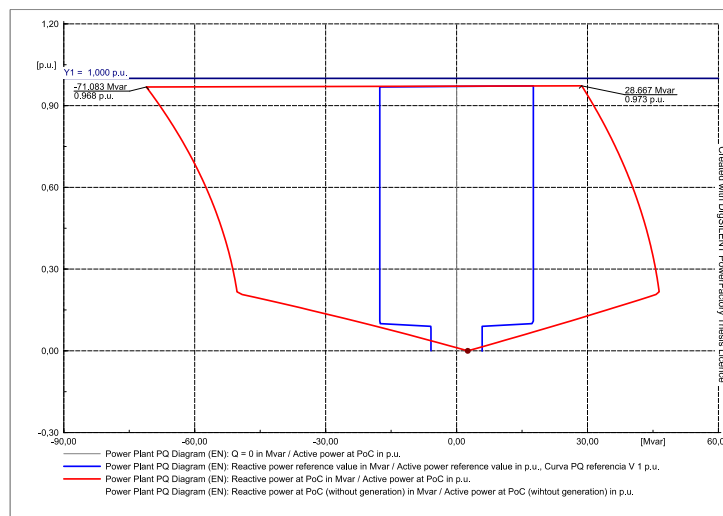


Figura 26. Gráfico P-Q del parque, escenario 1

Se observa que el parque cumple con los requisitos de consumo y generación de potencia reactiva, para potencias superiores a 0,05 p.u. Con el objetivo de cumplir la entrega de reactiva para potencia 0, es decir, para viento 0, se utilizará un módulo añadido en los aerogeneradores e independiente, capaz de aportar hasta un 25% de la potencia máxima. Para simular este módulo, se modifica la curva P-Q de los aerogeneradores, de forma que a potencia 0 sean capaces de generar y consumir hasta un 25% de la potencia reactiva. Se obtiene el siguiente gráfico del parque, que en este caso cumple con todos los requisitos de consumo y generación de reactiva.

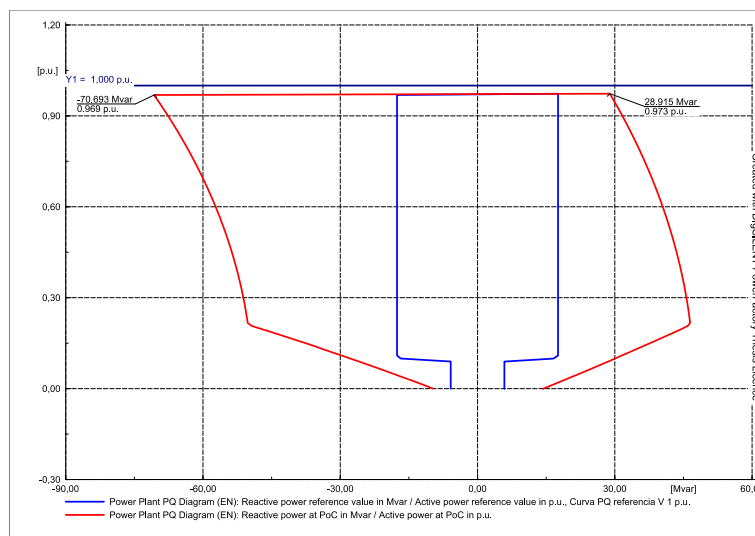


Figura 27. Gráfico P-Q del parque con módulo de generación de reactiva a potencia 0.

En el hipotético caso de que no se cumpliera el requisito de generación de reactiva se instalaría un banco de condensadores, dimensionándolo como en el caso anterior. Si se busca aumentar la velocidad de respuesta en alguno de los escenarios, se optaría por un STATCOM para resolver el problema.

Escenario 2: $V_{PCR}=0,90$ p.u.

En los casos de tensiones en el punto de conexión a la red distintas de 1 p.u., sólo se establecen requisitos para una potencia activa igual a la máxima. Por tanto, sólo se estudiará la parte superior de la gráfica.

Para el caso de tensión 0,90 p.u. en el PCR, se obtiene el siguiente diagrama P-Q:

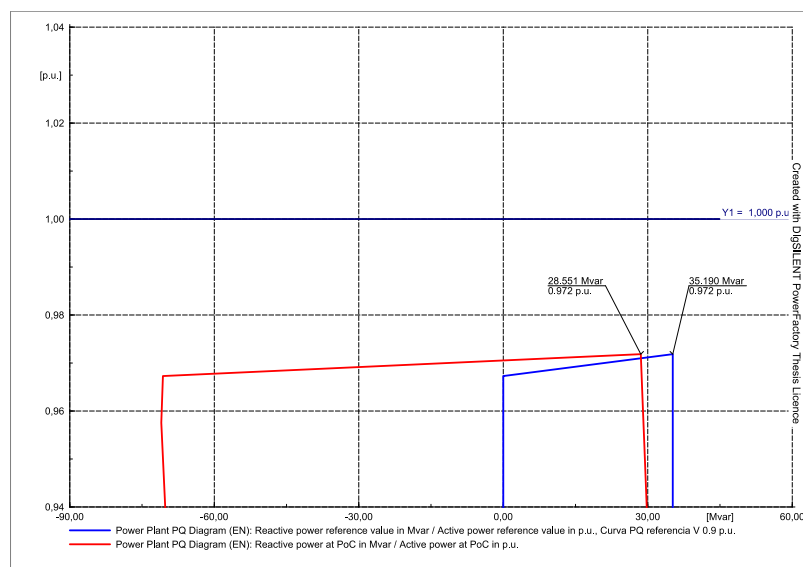


Figura 28. Gráfico P-Q del parque, escenario 2

En este caso no se cumplen los requisitos de generación de reactiva. Para cumplir los requisitos se opta por añadir una batería de condensadores que permita suministrar mayor potencia reactiva. Se procede a dimensionar el banco de condensadores.

La potencia reactiva de compensación será, atendiendo a los valores de la gráfica anterior:

$$Q_{compensación} = 35,19 - 28,55 = 6,64 \text{ MVar}$$

Para dimensionar la capacidad del condensador se utiliza la siguiente expresión:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V^2 \rightarrow C = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V^2} = \frac{6,64 \text{ MVar}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 29,16 \text{ kV}^2} = 24,85 \mu\text{F}$$

Ecuación 7. Cálculo de la capacidad necesaria para la compensación de la potencia reactiva

Se opta por un banco de condensadores de capacidad 33 μF , igual que el utilizado para compensar la reactiva en el gráfico V-Q.

El gráfico obtenido tras añadir el banco de condensadores se muestra a continuación. Se observa que en este caso se cumplen los requisitos de potencia reactiva generada, alcanzando un valor máximo de ésta de 37,33 MVar. La máxima potencia reactiva consumida es de 26,19 MVar.

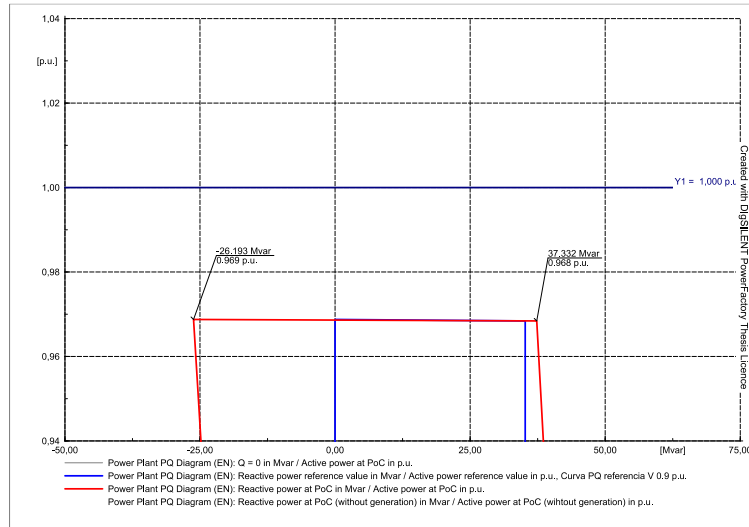


Figura 29. Gráfico P-Q del parque, escenario 2 con compensación de reactiva

Escenario 3: $V_{PCR}=1,0875$ p.u.

Por último, se estudia el caso de tensión en el PCR igual a 1,0875 p.u. Tal y como muestra el siguiente gráfico, se cumplen los requisitos de consumo y generación de reactiva, por lo que no resulta necesario añadir el banco de condensadores. La diferencia de tensión de las gráficas cuando la potencia reactiva es nula se debe a la pérdida de potencia que se produce desde los generadores hasta el PCR y no supone un problema.

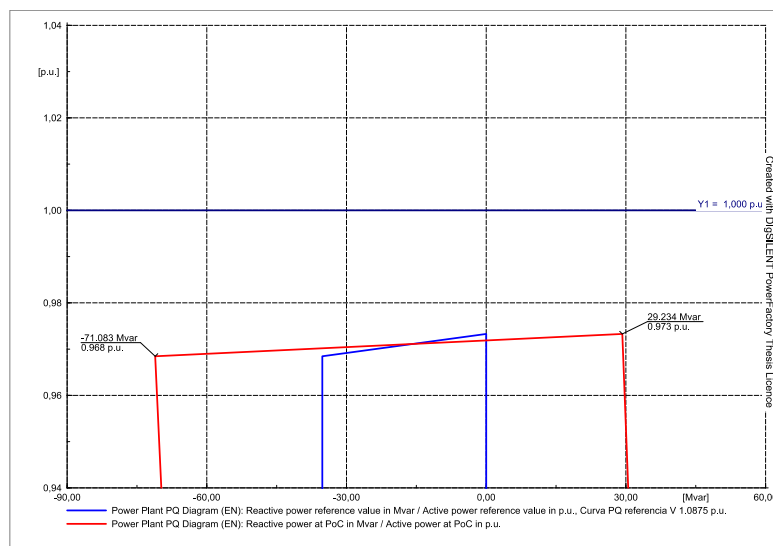


Figura 30. Gráfico P-Q del parque, escenario 3

Estrategia propuesta para el banco de condensadores:

Se propone conectar el banco de condensadores en los casos en los que resulta necesario con un solo escalón, ya que se comprueba que al conectar éste, la variación de la tensión en el nudo de 30kV es menor al 2%, variación máxima permitida. El escenario más desfavorable será aquel en el que la tensión del PCR sea 1,0875 p.u.

La tabla a continuación muestra la variación de tensión en la barra de 30 kV al conectar el banco de condensadores, manteniendo fija la toma del transformador, demostrándose que en ningún caso supera el 2%:

Escenario	Bus ST – G (30 kV)			
	Sin compensación	Toma	Con compensación	Variación (%)
	V (p.u.)		V (p.u.)	
3.1	0,995	4	1,0020	+0,70%
3.2	1,002	-2	1,007533	+0,55%
3.3	1,006	8	1,012981	+0,69%

Tabla 35. Variación de tensión en la barra de 30 kV al introducir el banco de condensadores

Por último, se recalcula el flujo de cargas del parque con el banco de condensadores conectado, verificándose que no se superan los límites establecidos para la tensión de los nudos ni la capacidad máxima de las líneas.

5.2.3. Estudio de cortocircuito

Uno de los aspectos principales en el diseño de parques eólicos y sistemas de potencia en general es el estudio de cortocircuito. Un cortocircuito causa normalmente flujos de corriente altos e incontrolables, lo cual puede resultar en el daño de equipos y en el riesgo del personal en caso de una incorrecta detección y tratamiento. Un sistema bien diseñado debería aislar el cortocircuito de forma segura, minimizando el daño en los equipos y el tiempo de interrupción. Un cortocircuito puede tener diversas causas. Algunas de las más típicas son las siguientes: [28]

- Sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico
- Degradación del aislamiento debido a una sobrecarga permanente, una ventilación inadecuada o un ambiente corrosivo
- Rotura mecánica de conductores
- Factor accidental en el sistema, como la conexión eléctrica entre varias fases debido a la presencia de un objeto conductor extraño (herramienta, animal, ...)

La presencia de un cortocircuito tiene como consecuencia alteraciones no sólo en el punto de defecto, sino también en circuitos o redes próximas a la afectada. Algunas posibles consecuencias son:

- En el lugar de la falta:
 - Deterioro de los aislantes de los cables
 - Fusión de los conductores
 - Provocación de incendio y situación de peligro para las personas
- En el circuito que presenta la falta:
 - Sobreesfuerzos electrodinámicos, como deformación de los juegos de barras o arranque de los cables de sus anclajes.
 - Sobrecalentamiento, al aumentar las pérdidas por efecto Joule, con el consecuente deterioro de los aislantes
- En otros circuitos o redes próximas:
 - Bajadas de tensión de distinta duración durante el periodo de eliminación del defecto.
 - Desconexión de alguna parte de la instalación
 - Inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas
 - Perturbaciones en los circuitos de mando y control

El estudio de cortocircuito tiene como objetivo el cálculo del valor máximo de corriente ante una falta, con el fin de determinar el esfuerzo al que pueden ser sometidos los equipos y el dimensionamiento del conjunto de elementos de protección del parque eólico.

La evolución de la corriente de cortocircuito con el tiempo en un sistema de corriente alterna responde al siguiente gráfico:

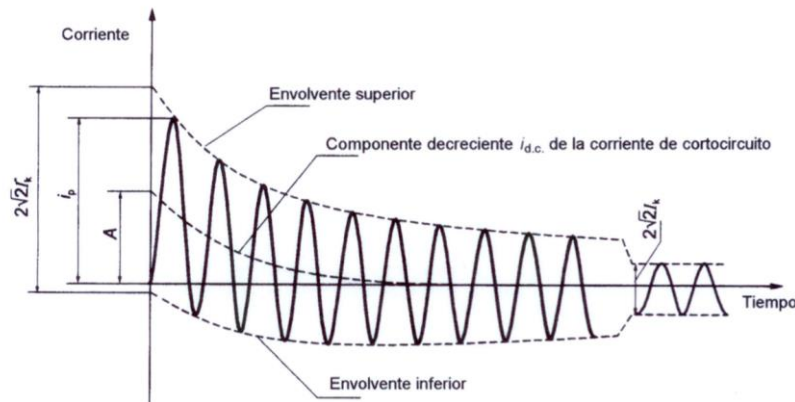


Figura 31. Corriente de cortocircuito en función del tiempo.

Se puede observar que la curva de la corriente de cortocircuito presenta una componente alterna y una componente continua que decrece con el tiempo. Los parámetros característicos de más relevancia de la curva son: [29]

- I_k'' : Corriente de cortocircuito simétrica inicial. Corresponde al valor eficaz de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista.
- I_p : Valor de cresta de la corriente de cortocircuito. Corresponde al valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista. Varía según el momento en que ocurre el cortocircuito. El cálculo de este valor aplica al conductor de fase en el instante en el que se produce la corriente de cortocircuito más grande posible.
- I_b : Corriente de cortocircuito simétrica de corte, correspondiente al valor de la componente alterna simétrica de la corriente de cortocircuito en el instante de la separación de los contactos del primer polo del interruptor.
- I_k : corriente de cortocircuito permanente. Corresponde al valor eficaz de la corriente de cortocircuito que permanece después del decrecimiento del fenómeno transitorio.

El valor de dichas corrientes depende en gran medida del tipo de falta. Se estudiarán los siguientes tipos de cortocircuitos para el parque eólico:

1. Falta equilibrada. Cortocircuito trifásico
2. Faltas desequilibradas.
 - a. Cortocircuito monofásico
 - b. Cortocircuito bifásico (entre fases)
 - c. Cortocircuito bifásico a tierra

El cortocircuito monofásico es el que ocurre en la mayoría de los casos. El cortocircuito trifásico es el que estadísticamente presenta menos probabilidad de ocurrencia, si bien causa normalmente los valores máximos de corriente.

La siguiente imagen muestra los distintos tipos de cortocircuito a estudiar:

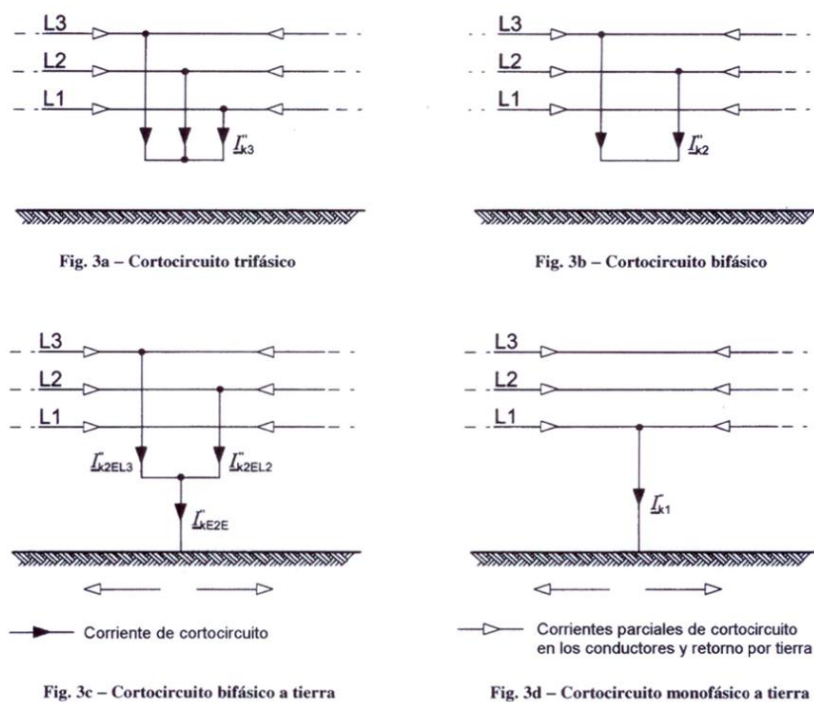


Figura 32. Tipos de cortocircuito a estudiar

Estos tipos de falta se estudiarán para el escenario de 1 p.u. de tensión en el PCR y máxima contribución de los aerogeneradores (se consideran todos aportando máxima potencia activa y factor de potencia unidad). La impedancia de falta se considerará nula (cortocircuito franco).

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito del parque se aplicará la norma de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 60909 de 2016. Dicha norma busca

calcular el cortocircuito sin la necesidad de partir de los resultados de un flujo de cargas previo y las condiciones de operación del sistema (carga de los consumidores, posición de los cambiadores de tomas de los transformadores, etc.). Se utiliza el método de descomposición en componentes simétricas por ser el más exacto y también el más utilizado en redes de alta tensión. Este método consiste en expresar la corriente de cortocircuito como la superposición de las corrientes de los tres sistemas de componentes simétricas: corriente de secuencia alterna, inversa y homopolar.

El procedimiento de cálculo a seguir será el siguiente: en primer lugar, se determinarán las impedancias de cortocircuito de los distintos elementos del parque (diferentes para cada uno de los sistemas de componentes simétricas), a partir de las cuales se calculará la intensidad de cortocircuito en distintos casos, comprobándose la contribución del parque sobre la red de transporte. Por último, se diseñará el aparellaje del parque eólico.

Cálculo de las impedancias de cortocircuito de los elementos del parque

Para el cálculo de las impedancias de cortocircuito de los equipos eléctricos individuales se considera el mismo valor de impedancia de secuencia directa e inversa, dado que la magnitud de la componente simétrica de corriente alterna de la corriente de cortocircuito previa permanece prácticamente constante, como se ha podido comprobar en la simulación. A continuación, se detalla el cálculo de las impedancias de cortocircuito de cada uno de los elementos del parque eólico:

Red de alimentación

La impedancia de cortocircuito de la red exterior se calcula a partir de la corriente de cortocircuito simétrica inicial. Esta corriente se obtiene de los datos que aporta Red Eléctrica relativos a las corrientes de cortocircuito máximas (percentil 99) y mínimas (percentil 1) para los distintos nudos de la red.

Los valores máximo y mínimo de la corriente de cortocircuito para el nudo de conexión del parque eólico bajo estudio son:

$$I_{k''\max}=23,5 \text{ kA}$$

$$I_{k''\min}= 14 \text{ kA}$$

Dado que la red presenta una tensión superior a 35 kV y el parque está alimentado por líneas aéreas, se desprecia la parte resistiva de la impedancia, siendo ésta puramente inductiva, conforme indica la norma IEC 60909, en el apartado 3.2. Redes de alimentación. [30] Se considera la impedancia equivalente de cortocircuito mínima, que corresponde a la máxima contribución a la corriente de cortocircuito. Para calcular la impedancia de cortocircuito, se utiliza la siguiente expresión:

$$Z_{1,2\text{ red}} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_k''} = \frac{1,1 \cdot 400\text{kV}}{\sqrt{3} \cdot 23,5\text{ kA}} = j10,81\ \Omega$$

Donde c es el factor de tensión.

El cálculo de la impedancia de cortocircuito homopolar equivalente de la red de alimentación se realiza a partir del valor de cortocircuito monofásico en el nudo en cuestión aportado por REE. Se obtiene un valor de 18,88Ω.

Transformadores

La impedancia de cortocircuito de los transformadores se calcula a partir de los datos de la tensión de cortocircuito proporcionados por el fabricante, y se considerará la correspondiente a la toma principal de los cambiadores de tomas, según IEC 60909. Además, se aplica un factor de corrección de la impedancia según la normativa.

Transformador	U_{cc}	Z_{1,2}
150 MVA, 400/30kV	9,8%	0,083+j0,582
4 MVA, 30/0,69 kV	10,21%	1,90+j22,89

Tabla 36. Impedancia de cortocircuito de los transformadores

La impedancia de cortocircuito de los transformadores se calcula a partir de las siguientes expresiones, relativas al módulo de dicha impedancia, la parte resistiva y la parte inductiva, respectivamente:

$$Z_T = \frac{U_{cc}}{100\%} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$R_T = \frac{P_{Cu}}{3 \cdot I^2}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

La resistencia y reactancia homopolar de un transformador sólo tiene efecto si al menos uno de los devanados está conectado en estrella y el neutro está unido a tierra. Para el caso que se estudia, la configuración de los transformadores es de triángulo estrella con neutro a tierra por lo que la impedancia homopolar es aproximadamente 0,8 veces la impedancia de secuencia directa.

Transformador de 150 MVA, impedancia referida al lado de media tensión:

$$Z_{1,2-T150} = \frac{9,80}{100\%} \cdot \frac{30^2}{150} = 0,588 \Omega$$

$$R_T = \frac{P_{Cu}}{3 \cdot I^2} = \frac{2077,08kW}{3 \cdot 2886,75^2A} = 0,083$$

$$X_T = \sqrt{0,588^2 - 0,083^2} = 0,5821$$

$$Z_{1,2-T150} = 0,083 + j0,5821$$

Transformador de 4 MVA, impedancia referida al lado de media tensión:

$$Z_{1,2-T4} = \frac{10,21}{100\%} \cdot \frac{30^2}{4} = 22,97 \Omega$$

$$R_T = \frac{P_{Cu}}{3 \cdot I^2} = \frac{33,761kW}{3 \cdot 76,98^2} = 1,90$$

$$X_T = \sqrt{22,97^2 - 1,90^2} = 22,89$$

$$Z_{1,2-T4} = 1,90 + j22,89$$

Líneas aéreas y cables

Las impedancias de cortocircuito de las líneas se calculan a partir de los datos del conductor proporcionados por el fabricante. Para los valores de la impedancia homopolar de la línea aérea se considera un módulo de la impedancia aproximadamente igual a tres veces el módulo de la impedancia de secuencia directa e inversa, y una resistencia 6 veces superior a la resistencia de secuencia directa e inversa.

Línea	Z ₁ =Z ₂ (Ω/km)		Z ₀ (Ω/km)	
	R ₁ =R ₂	X ₁ =X ₂	R ₀	X ₀
L_150	0,206	j0,118	0,825	j0,279
L_240	0,125	j0,109	0,742	j0,273
L_400	0,008	j0,102	0,693	j0,269
L_630	0,047	j0,095	0,659	j0,266
Línea aérea	0,31	j0,4	1,86	j1,2

Tabla 37. Impedancias homopolares y de secuencia directa e inversa de las distintas líneas

Aerogeneradores

Para los aerogeneradores, se establece directamente la contribución al cortocircuito a partir de los datos proporcionados por el fabricante. Al tratarse de datos protegidos se opta por utilizar valores parecidos a los reales.

Contribución a la corriente de cortocircuito simétrica inicial	$I_{k''3PF}$	276 A
	$I_{k''2PF}$	278 A
	$I_{k''1PF}$	230 A
Contribución a la corriente de cortocircuito permanente	I_{max}	224 A
	I_{min}	82 A

Tabla 38. Contribución a la corriente de cortocircuito de los aerogeneradores

Cálculo de la impedancia limitadora

Con el fin de limitar la corriente de cortocircuito se utiliza una impedancia limitadora Petersen conectada en el secundario del transformador del parque, que limitará la corriente de cortocircuito a un valor de 0,5 kA. El valor de esta resistencia es de 52,42 Ω , calculado a partir de los resultados de la simulación para un cortocircuito fase-tierra. Los valores de resistencia y reactancia utilizados son los siguientes:

Impedancia limitadora	
Resistencia (Ω)	16,37
Reactancia (Ω)	49,80

Tabla 39. Impedancia limitadora

Cálculo de las corrientes de cortocircuito

El método propuesto por la norma IEC 60909 consiste en utilizar una fuente de tensión equivalente en el punto de defecto, siendo ésta la única tensión activa del sistema. Todas las redes de alimentación, máquinas síncronas y asíncronas son reemplazadas por sus impedancias internas. Las corrientes en cada conductor de fase se determinan por la superposición de los tres sistemas de componentes simétricas: secuencia directa, inversa y homopolar. Se debe distinguir entre las impedancias de cortocircuito en el punto de defecto, es decir, las impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar vistas desde el punto de la falta; y las impedancias de cortocircuito de los distintos elementos del parque calculadas en la sección anterior.

Las principales simplificaciones e hipótesis que se establecen para el cálculo de las corrientes de cortocircuito son las siguientes:

- Se asumen condiciones nominales para toda la red.
- Para asegurar que los resultados obtenidos son conservadores, se aplica el factor de corrección $c_{\max}$ a la tensión del nudo de defecto, correspondiente al cálculo de la corriente de cortocircuito máxima. Este factor se elige considerando que la tensión más elevada en un sistema normal sin perturbación no difiere en valor medio más de aproximadamente un +5% de la tensión nominal del sistema en sistemas de baja tensión o +10% en sistemas de alta tensión. La tabla a continuación resume el factor a utilizar en función de la tensión del sistema:

Nominal system voltage U_n	Voltage factor c for the calculation of	
	maximum short-circuit currents $c_{\max}^a$	minimum short-circuit currents $c_{\min}$
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038:2009, Table 1)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^c 0,90 ^d
High voltage ^b >1 kV to 230 kV (IEC 60038:2009, Tables 3, 4)	1,10	1,00
High voltage ^{b, e} > 230 kV (IEC 60038:2009, Table 5)	1,10	1,00
^a $c_{\max}U_n$ should not exceed the highest voltage U_m for equipment of power systems. ^b If no nominal system voltage is defined $c_{\max}U_n = U_m$ or $c_{\min}U_n = 0,90 \cdot U_m$ should be applied. ^c For low-voltage systems with a tolerance of $\pm 6\%$, for example systems renamed from 380 V to 400 V. ^d For low-voltage systems with a tolerance of $\pm 10\%$. ^e For nominal system voltages related to $U_m > 420$ kV, the voltage factors c are not defined in this standard.		

Tabla 40. Factor de tensión en el cálculo de corrientes de cortocircuito [30]

- Durante el tiempo de falta, no hay cambio en el tipo de cortocircuito.
- Durante el tiempo de falta, no hay cambio en la red involucrada.
- No se tienen en cuenta las resistencias de arco.
- Se desprecian todas las capacidades de línea, admitancias en la derivación y cargas no rotativas, excepto las del sistema homopolar.
- La resistencia de las líneas se calcula considerando una temperatura de 20°.

El software PowerFactory requiere ciertos parámetros para calcular la contribución del cortocircuito, relativos a la tolerancia de tensión y tiempos de corte y despeje de las faltas.

La máxima tolerancia de tensión en sistemas de BT se establece de 6%. Se dimensionarán interruptores del fabricante ABB, que presentan los siguientes valores

relativos al tiempo de corte y al tiempo de despeje de la falta:

- Tiempo de corte: 0,06 s
- Tiempo de despeje de la falta: 0,3 s

Resultados y análisis

Se estudian la corriente simétrica inicial, la corriente de cresta y la corriente de corte, que posteriormente se utilizarán para dimensionar las protecciones, en los nudos del sistema. El esquema a continuación muestra los nudos en los cuales se calcularán las distintas intensidades, si bien el análisis se centrará en los nudos de media y alta tensión, por ser estos los que determinan las características de los interruptores.

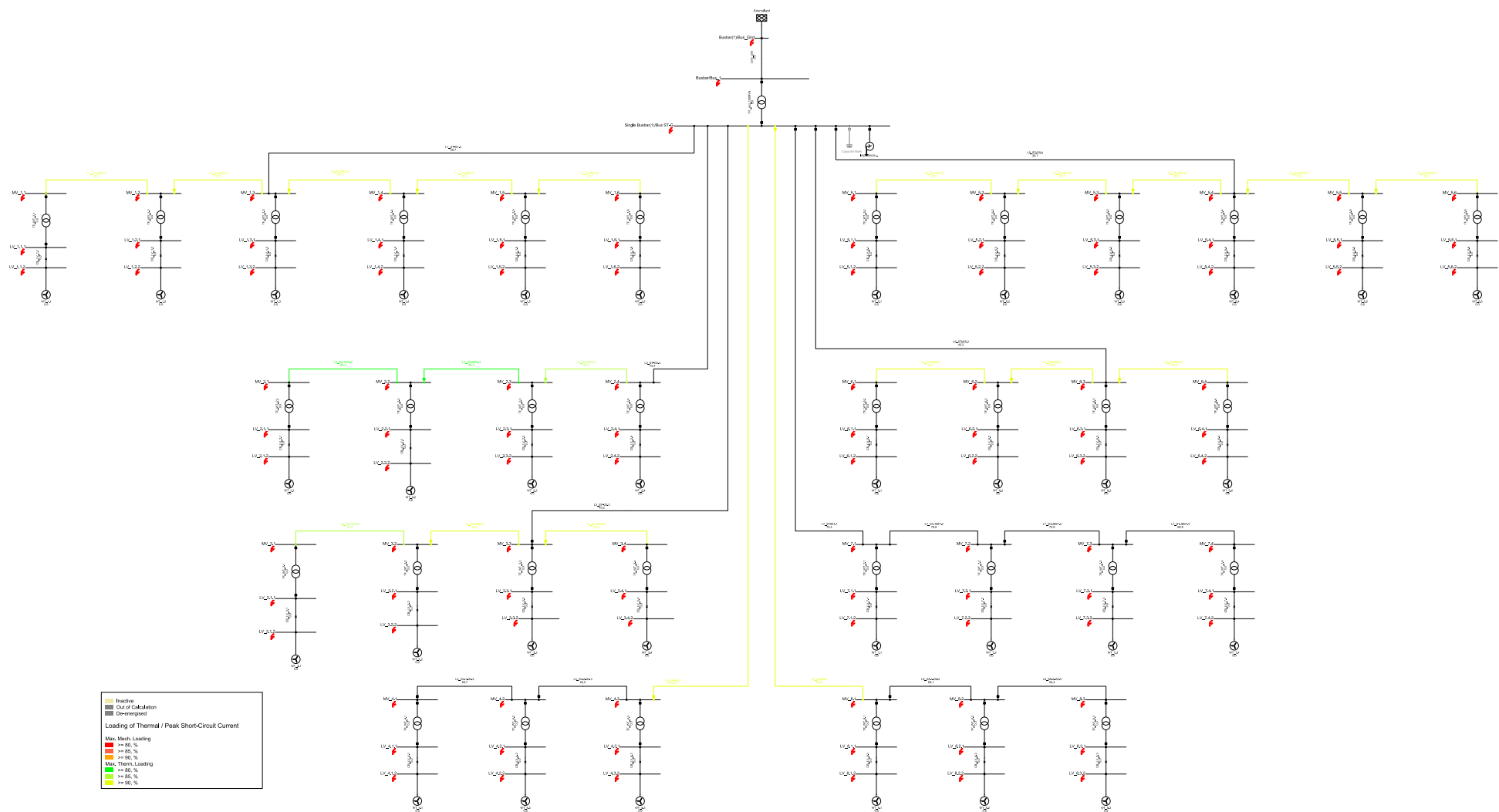


Figura 33. Esquema unifilar cortocircuito

El tipo de falta que conduce a los valores de corriente más altos depende de los valores de las impedancias de cortocircuito. Para el caso más usual en el que $Z_0 > Z_1 = Z_2$, la corriente de cortocircuito simétrica inicial más alta ocurrirá para la falta trifásica. La tabla a continuación recoge las intensidades máximas simétricas iniciales en los nudos de MT y AT para los distintos tipos de cortocircuito:

Ik'' (kA) - Corriente de CC simétrica inicial					
Nudo	Trifásico	Monofásico	Bifásico	Bifásico a tierra	
				Fase B	Fase C
Bus 1	17,41	11,90	15,08	16,10	15,40
Bus Grid	24,20	16,35	20,97	22,22	21,51
Bus ST-G	29,50	0,50	25,59	25,62	25,57
MV_1.1	23,21	0,498	20,14	20,14	20,13
MV_1.2	24,51	0,499	21,27	21,28	21,25
MV_1.3	25,68	0,500	22,29	22,31	22,26
MV_1.4	24,36	0,499	21,14	21,15	21,12
MV_1.5	23,08	0,499	20,03	20,03	20,02
MV_1.6	22,00	0,498	19,09	19,09	19,09
MV_2.1	19,11	0,497	16,58	16,56	16,59
MV_2.2	20,41	0,498	17,71	17,70	17,72
MV_2.3	21,38	0,498	18,55	18,55	18,56
MV_2.4	22,56	0,498	19,57	19,58	19,57
MV_3.1	20,99	0,497	18,21	18,23	18,20
MV_3.2	21,71	0,497	18,84	18,86	18,82
MV_3.3	22,55	0,498	19,57	19,60	19,54
MV_3.4	21,34	0,497	18,52	18,54	18,50
MV_4.1	14,67	0,496	12,73	12,69	12,77
MV_4.2	15,26	0,497	13,24	13,20	13,28
MV_4.3	15,96	0,497	13,85	13,82	13,89
MV_5.1	21,30	0,497	18,48	18,48	18,49
MV_5.2	22,97	0,498	19,93	19,94	19,93
MV_5.3	24,77	0,499	21,49	21,51	21,48
MV_5.4	26,13	0,499	22,68	22,70	22,65
MV_5.5	24,59	0,499	21,33	21,35	21,32
MV_5.6	23,26	0,498	20,18	20,19	20,18
MV_6.1	21,78	0,496	18,90	18,91	18,89
MV_6.2	23,04	0,497	19,99	20,01	19,97
MV_6.3	24,46	0,498	21,22	21,25	21,19
MV_6.4	23,16	0,497	20,10	20,12	20,08
MV_7.1	19,94	0,499	17,30	17,30	17,31
MV_7.2	18,52	0,498	16,07	16,06	16,09
MV_7.3	17,54	0,498	15,22	15,21	15,24
MV_7.4	16,83	0,497	14,60	14,58	14,63
MV_8.1	15,10	0,497	13,11	13,07	13,15
MV_8.2	14,17	0,497	12,29	12,25	12,34
MV_8.3	13,38	0,496	11,61	11,57	11,66

Tabla 41. Corriente de cortocircuito simétrica inicial para distintos tipos de falta

Se observa que, como se esperaba, las corrientes de mayor valor tienen lugar en el cortocircuito trifásico. La máxima intensidad se da en el nudo MV_5.4 y tiene un valor de 26,13 kA, que se utilizará en el apartado posterior para dimensionar los interruptores de MT. A continuación, se analiza la corriente de cresta, que permitirá dimensionar la máxima corriente admisible de las protecciones:

Ip (kA) – Valor de cresta de la corriente de cortocircuito					
Nudo	Trifásico	Monofásico	Bifásico	Bifásico a tierra	
				Fase B	Fase C
Bus 1	36,52	25,01	31,63	33,67	32,31
Bus Grid	64,17	43,45	55,58	58,89	57,03
Bus ST-G	62,59	1,08	54,28	54,34	54,21
MV_1.1	42,73	0,93	37,06	37,07	37,05
MV_1.2	47,16	0,98	40,90	40,93	40,88
MV_1.3	51,85	1,03	44,96	45,01	44,92
MV_1.4	46,58	0,97	40,40	40,43	40,38
MV_1.5	42,27	0,93	36,67	36,68	36,65
MV_1.6	39,09	0,90	33,91	33,91	33,90
MV_2.1	31,58	0,83	27,40	27,37	27,42
MV_2.2	34,59	0,85	30,01	29,99	30,02
MV_2.3	37,05	0,87	32,13	32,13	32,14
MV_2.4	40,29	0,90	34,95	34,95	34,95
MV_3.1	41,01	0,99	35,57	35,60	35,53
MV_3.2	43,97	1,02	38,13	38,18	38,08
MV_3.3	47,97	1,08	41,60	41,67	41,54
MV_3.4	42,42	1,00	36,79	36,83	36,75
MV_4.1	22,42	0,76	19,45	19,39	19,52
MV_4.2	23,44	0,77	20,33	20,28	20,39
MV_4.3	24,69	0,77	21,42	21,37	21,48
MV_5.1	36,93	0,87	32,03	32,03	32,04
MV_5.2	41,59	0,91	36,07	36,08	36,06
MV_5.3	47,55	0,97	41,24	41,27	41,21
MV_5.4	53,05	1,03	46,01	46,05	45,96
MV_5.5	46,92	0,97	40,69	40,72	40,66
MV_5.6	42,52	0,92	36,88	36,89	36,86
MV_6.1	40,93	0,95	35,50	35,52	35,48
MV_6.2	45,54	1,00	39,49	39,53	39,45
MV_6.3	52,00	1,08	45,09	45,16	45,03
MV_6.4	46,09	1,01	39,97	40,01	39,93
MV_7.1	34,05	0,86	29,54	29,53	29,55
MV_7.2	30,68	0,83	26,61	26,59	26,64
MV_7.3	28,54	0,82	24,76	24,73	24,79
MV_7.4	27,06	0,81	23,48	23,44	23,51
MV_8.1	23,16	0,77	20,10	20,04	20,16
MV_8.2	21,54	0,76	18,69	18,63	18,76
MV_8.3	20,23	0,75	17,55	17,48	17,62

Tabla 42. Valor de cresta de la corriente de cortocircuito para distintos tipos de falta

De nuevo se observa que la máxima corriente tiene lugar en el nudo MV_5.4 con un valor de 53,05 kA. Este valor debe ser soportado por el interruptor a dimensionar.

Dimensionamiento de las protecciones

Se opta por elegir todos los interruptores iguales, dimensionándolos con la máxima corriente de cortocircuito simétrica inicial. Esto tiene varias ventajas: a nivel económico es menos costoso, a nivel de diseño, requiere un solo plano y, por último, a nivel de operación y mantenimiento resulta más sencillo, pues se requieren menos repuestos en caso de fallo de algún interruptor.

Se utilizará el modelo comercial del fabricante ABB para instalación exterior envueltos en gas SF6 para la extinción del arco eléctrico.

Se dimensionan atendiendo a los siguientes parámetros:

- Poder de corte del interruptor $\geq$ Corriente de cortocircuito simétrica inicial máxima (26,13 kA)
- Máxima corriente admisible $\geq$ Corriente de cresta máxima (51,03 kA)

Los interruptores elegidos presentan las siguientes características: [31]

- Tensión nominal 36 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad nominal de 1250 A
- Poder de corte 31,5 kA
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito: 3 s
- Máxima corriente admisible I_p : 80 kA
- Tiempo de despeje de la falta: 0,3 s
- Tiempo de corte: 0,06 s

Estudio falta bifásica-tierra y valor de la impedancia limitadora

A continuación, y con fines simplemente didácticos, se estudia la influencia del valor de la impedancia limitadora en cada una de las fases de la falta bifásica a tierra. A medida que aumenta la intensidad admisible de la impedancia limitante, es decir, a medida que baja el valor de la impedancia, se acentúa la diferencia de corriente entre las fases B y C, aumentando la corriente de cortocircuito por la fase B y disminuyendo la corriente de cortocircuito en la fase C.

La gráfica a continuación muestra los valores de la intensidad de cortocircuito simétrica inicial para las fases B y C en el nudo de media tensión del transformador de la red (secundario del transformador) para distintos valores de la intensidad máxima admisible en la impedancia limitadora.

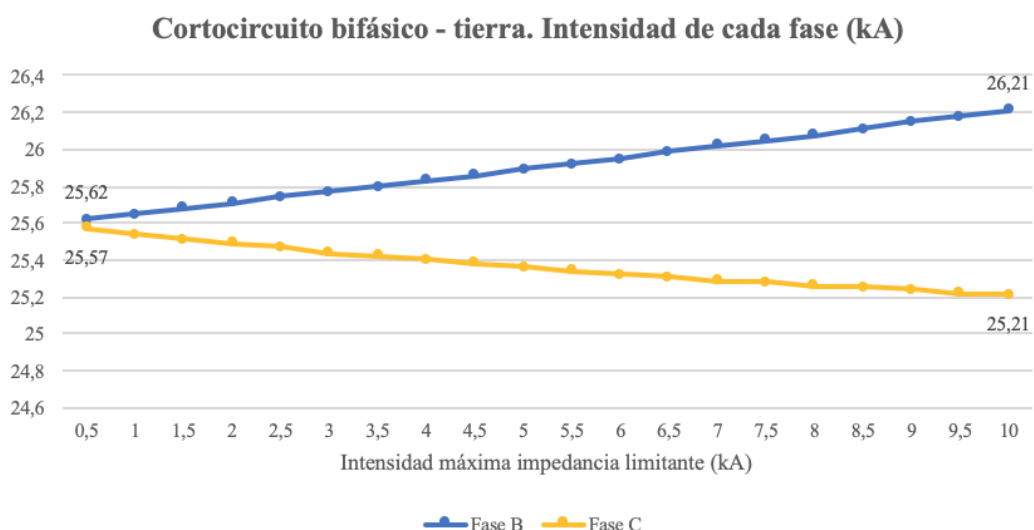


Figura 34. Variación de la intensidad de las fases en función de la intensidad máxima de la impedancia limitante.

De la gráfica anterior se pueden realizar las siguientes observaciones:

- A medida que aumenta la impedancia limitadora, los resultados se parecen al caso de un cortocircuito bifásico aislado de tierra, aumentando la corriente por la fase C.
- A medida que disminuye la impedancia limitadora, aumenta la corriente por el cable de tierra.

5.2.4. Estudio de calidad de onda

La calidad de onda es uno de los aspectos fundamentales a estudiar en la conexión a red de un parque eólico y hace referencia al conjunto de características que presenta la onda de tensión. Aquellas características que pueden afectar de manera significativa a la calidad del producto son las siguientes: parpadeo o flicker, armónicos y desequilibrios de tensión.

El P.O.12.2, recoge los límites máximos de emisión de perturbaciones del parque para cada una de estas características. Si bien estos son los valores máximos que pueden tener lugar en el parque, dicho P.O. establece que el sistema debe estar diseñado para soportar valores ligeramente superiores, con el fin de garantizar la seguridad. Los límites de emisión de estas características se miden en el punto frontera entre la red de transporte, es decir, en el punto de conexión a la red del parque.

A continuación, se analiza el parpadeo o flicker, los armónicos y los desequilibrios de tensión del parque bajo estudio, para el escenario de operación de 1 p.u. en el PCR y el banco de condensadores conectado, puesto que influye de manera relevante en los resultados.

Estudio de parpadeo o flicker

Las fluctuaciones de tensión que pueden darse en los distintos nudos de la red producen efectos indeseables en el sistema, que se manifiestan como parpadeo y cambios de tensión.

La operación de los aerogeneradores en términos de flicker puede subdividirse en dos modos de operación: operación continua y operación de conexión. Se calculará para ambos modos de operación el índice de severidad del flicker a corto plazo y a largo plazo, cuyos límites según el P.O.12.2 son los siguientes:

- $P_{st} \leq 0,8$
- $P_{lt} \leq 0,6$

Dichos coeficientes ya tienen en cuenta el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que se compararán con el parpadeo calculado en la parte de MT de transformador de la red, es decir, en el nudo ST-Grid.

El modo de operación continuo hace referencia a la operación normal del aerogenerador, y en este caso el flicker puede deberse a la variación de la potencia generada a causa del cambio de la velocidad de viento, al efecto sombra de la torre del aerogenerador o a las características mecánicas de la turbina. El modo de operación de conexión hace referencia a las operaciones de arranque y desconexión del aerogenerador.

Existen distintas expresiones para el cálculo de los índices de severidad del flicker en funcionamiento continuo y en operaciones de conexión. Power Factory utiliza aquellas establecidas por la norma IEC 61400-21, que se pueden resumir en las siguientes:

Índices de severidad del flicker a corto y a largo plazo durante el modo de operación continuo:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2}$$

Ecuación 8. Índice de severidad del flicker a corto y largo plazo, modo de operación continuo

Donde:

$P_{st\Sigma}$ es el índice de severidad del parpadeo a corto plazo

$P_{lt\Sigma}$ es el índice de severidad del parpadeo a largo plazo

S_k es la potencia aparente de cortocircuito de la red (VA)

ψ_k es el ángulo de impedancia de la red (grados)

v_a es la velocidad media anual del viento (m/s)

$S_{n,i}$ es la potencia aparente nominal del aerogenerador (VA)

N_{wt} es el número de aerogeneradores del parque

Índices de severidad del flicker a corto y a largo plazo durante el modo de operación de conexión: En este caso las expresiones son diferentes para el índice a corto plazo y para el índice a largo plazo.

Índice a corto plazo:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31}$$

Ecuación 9. Índice de severidad del flicker a corto plazo, modo de operación de conexión.

Índice a largo plazo:

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31}$$

Ecuación 10. Índice de severidad del flicker a largo plazo, modo de operación de conexión.

Previamente a la realización de los cálculos de flicker, se deben definir los coeficientes de flicker para cada uno de los aerogeneradores. Debido a la falta de datos reales, se eligen los coeficientes utilizados en los ejemplos de PowerFactory, que son valores típicos para los aerogeneradores. Se establecen coeficientes para los siguientes parámetros:

- Ángulo de red: ángulo de impedancia de la red en grados.
- Coeficiente de parpadeo (c) para operación continua.
- Factor de paso (K_f): medida normalizada del máximo flicker que puede emitir un aerogenerador para operaciones de conexión.
- Factor de cambio de tensión (K_u) para operaciones de conexión.

Ángulo de impedancia red (°)	Coeficiente de parpadeo c	Factor de paso, kf	Factor de cambio de tensión, ku
30	2,7	0,09	0,91
50	4,5	0,12	0,72
70	6,4	0,14	0,35
85	7,5	0,17	0,24

Tabla 43. Coeficientes de parpadeo para cada aerogenerador

Adicionalmente, se define el número máximo de operaciones de conexión establecido en un periodo de 10 minutos y de 120 minutos, respectivamente:

$$N_{10}=3, N_{120}=8$$

A continuación, se calculan los índices de severidad del parpadeo más desfavorables en el punto de conexión a la red de transporte, comparándose con los valores límite establecidos por el P.O.12.2. Dado que, como se ha comentado anteriormente, estos límites ya tienen en cuenta el coeficiente de alta a baja tensión, se calculan los índices de severidad en el secundario del transformador, obteniendo los siguientes resultados.

Modo de operación		Flicker en ST-Grid	Valor límite
Operación continua	Corto plazo	0,1789	0,8
	Largo plazo	0,1789	0,6
Operación de conexión	Corto plazo	0,052	0,8
	Largo plazo	0,031	0,6

Tabla 44. Resultados del análisis de los índices de severidad del parpadeo

Se observa que todos los valores se encuentran muy por debajo de los límites permitidos, por lo que se acepta el resultado obtenido.

Estudio de emisión armónica

Uno de los aspectos relativos a la calidad de onda es el contenido armónico de tensiones y corrientes. Los armónicos se pueden analizar en el dominio de la frecuencia o en el dominio temporal, utilizando el análisis de Fourier. En este caso se analizarán en el dominio de la frecuencia.

PowerFactory calcula el contenido armónico mediante el comando “Harmonic load flow”, que muestra los índices armónicos relativos a la distorsión de tensión y corriente. Las fuentes de armónicos se pueden definir como un espectro de corrientes armónicas o de tensiones armónicas. En este caso se opta por la primera opción. PowerFactory realiza un análisis estático de la red a cada frecuencia en la que se definen las fuentes de armónicos.

A continuación, se define la inyección armónica de corriente de los aerogeneradores en PowerFactory, según la norma IEC 61000:

F/f_n	L_h/l (%)
2	0,28
3	0,41
4	0,25
5	0,91
6	0,29
7	0,43
8	0,24
9	0,06
10	0,02
11	0,08
12	0,02
13	0,07
14	0,02
15	0,01
16	0,1
17	0,2
18	0,01
19	0,1
20	0,01
21	0,01
22	0,01
23	0,1
24	0,01
25	0,05
26	0,01

Tabla 45. Inyección armónica de corriente de cada aerogenerador

Para analizar el contenido armónico del parque, se estudiará en primer lugar la distorsión armónica de tensión en el PCR y, a continuación, la distorsión armónica de corriente. Dichos estudios se realizan considerando una potencia de cortocircuito en el Thévenin equivalente de la red exterior de 9699,48 MVA. Es decir, se considera la potencia de cortocircuito mínima que es la que da lugar a una mayor impedancia y por tanto mayor distorsión armónica.

Distorsión armónica de tensión.

Se deben comprobar dos aspectos relativos a la distorsión armónica de tensión. En primer lugar, la tasa de distorsión armónica total, que definición, en el PCR no debe superar el valor límite establecido por el P.O.12.2 (3%). En el análisis del parque se obtiene una tasa de distorsión armónica total de 0,053% en el PCR, que se encuentra por debajo del límite establecido.

En segundo lugar, se debe comprobar que cada uno de los órdenes de armónicos presenta una distorsión armónica a los límites del P.O.12.2. Este requisito se comprueba con la siguiente figura, que presenta los resultados de la distorsión armónica de tensión en el PCR para distintos órdenes de armónicos (azul), así como los límites para cada orden establecidos por el P.O.12.2 (rojo). Se puede observar que todos los armónicos se encuentran por debajo del límite correspondiente.

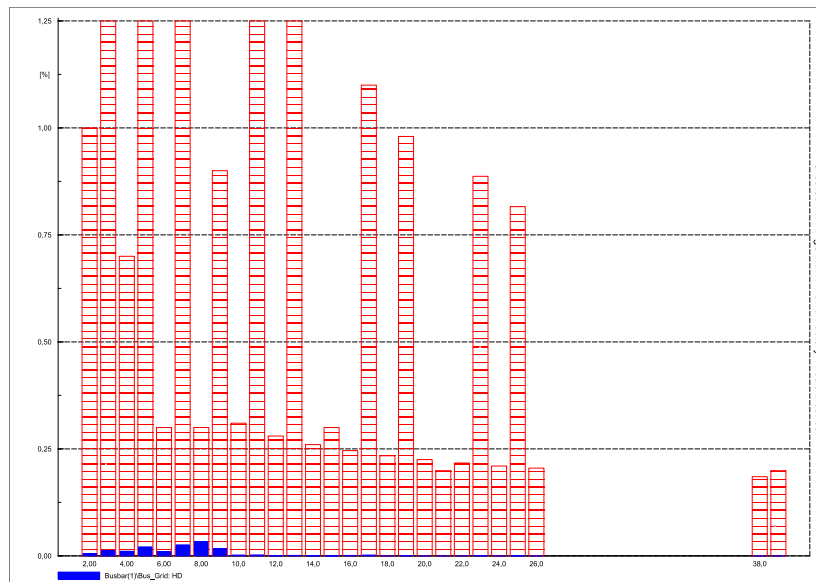


Figura 35. Distorsión armónica de tensión en el PCR

Distorsión armónica de corriente. Norma IEEE.

El P.O.12.2 no considera límites en la distorsión armónica de corriente, si bien estos se encuentran recogidos en la norma IEEE Std 519, titulada “Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”. [32] Esta norma establece límites en la calidad de potencia en régimen permanente en el punto de conexión a la red.

Los límites establecidos por la referida norma dependen del ratio entre la potencia de cortocircuito máxima en el PCR y la corriente máxima en condiciones normales de operación. En el caso del parque bajo estudio, este ratio tiene un valor mayor a 50, por lo que los límites de distorsión armónica correspondientes son los que se encuentran en la última fila de la tabla a continuación:

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 25^c$	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
$25 < 50$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabla 46. Límites establecidos por la norma IEEE 519 para la distorsión armónica de corriente en el caso de sistemas de tensión $V > 161$ kV en el PCR [33]

Para comprobar los resultados obtenidos, se utiliza una gráfica similar a la anterior, que muestra la distorsión armónica de corriente en el PCR (azul), así como los límites establecidos por la norma IEEE (rojo). Se observa que, de nuevo, los valores obtenidos están lejos de alcanzar los valores límite propuestos.

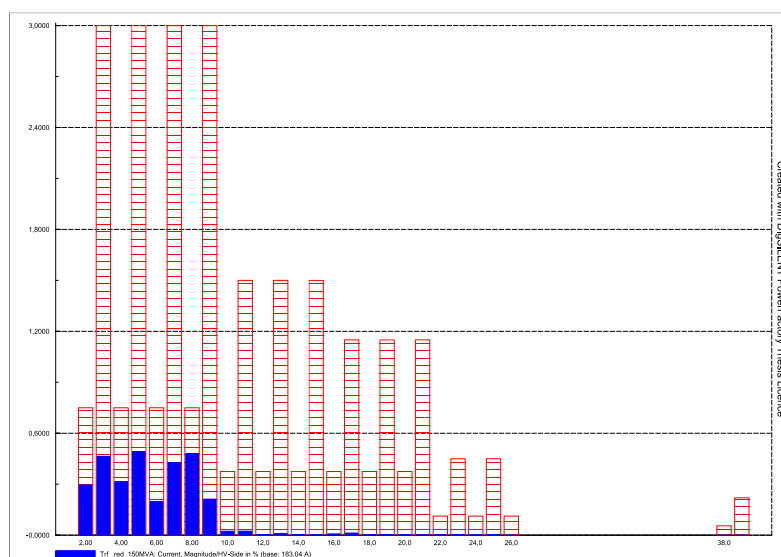


Figura 36. Distorsión armónica de corriente en el PCR

Barrido de frecuencia para obtener la impedancia característica de la red.

Para concluir el análisis de la calidad de onda del parque eólico, se realiza un análisis en el dominio de la frecuencia para obtener el valor de la impedancia equivalente de la red. Este estudio permite identificar si los armónicos se encuentran alejados del punto de resonancia con el fin de evitar posibles problemas en la red.

La gráfica a continuación muestra la impedancia (azul), resistencia (rojo) y reactancia (verde) en el PCR. Se comprueba que la resistencia es independiente de la frecuencia mientras que la reactancia depende linealmente de ella. Se observa además que existe un pequeño pico para una frecuencia de 429,8 Hz. Dicha frecuencia correspondería aproximadamente al armónico número 9. Dado que el armónico referido

no presenta una distorsión armónica de corriente o de tensión considerable, se considera válido el resultado obtenido.

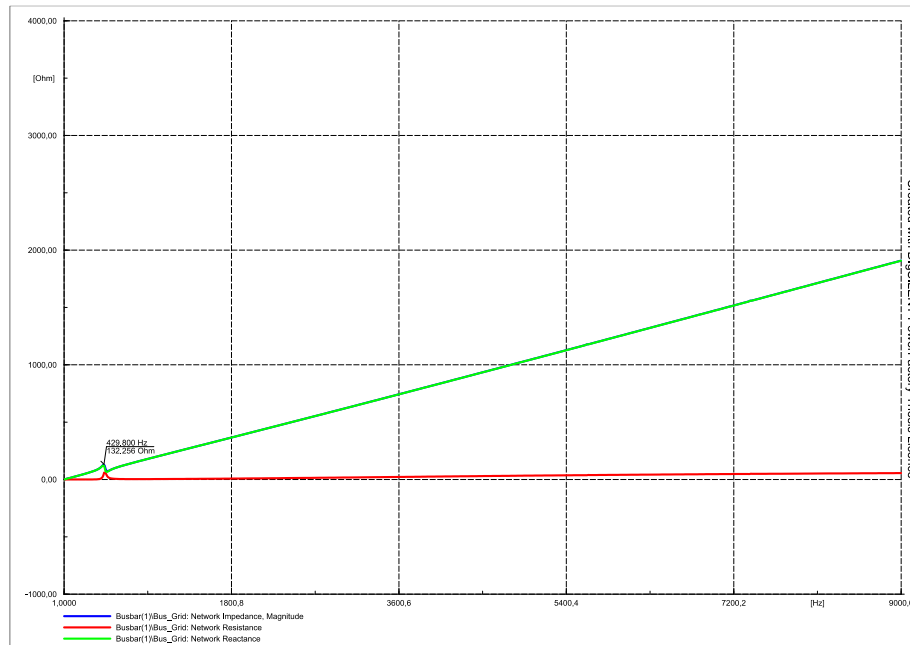


Figura 37. Impedancia característica de la red, PCR

5.3. Estudios dinámicos

En esta sección se llevan a cabo los estudios dinámicos, analizando el comportamiento del sistema ante huecos de tensión y verificando los requisitos establecidos por el P.O.12.3.

En los cálculos de tipo dinámico, se tienen en cuenta los modelos dinámicos de las máquinas. Para ello, se utilizará el modelo dinámico IEC WT tipo 3A, de la librería de PowerFactory. Este modelo modela el comportamiento mecánico y eléctrico del aerogenerador. Además, se sustituye la red exterior utilizada en los cálculos estáticos por un modelo de red externa más complejo del Sistema Eléctrico Peninsular y Sistema Europeo Interconectado para simulación. El modelo de la red equivalente se presenta a continuación:

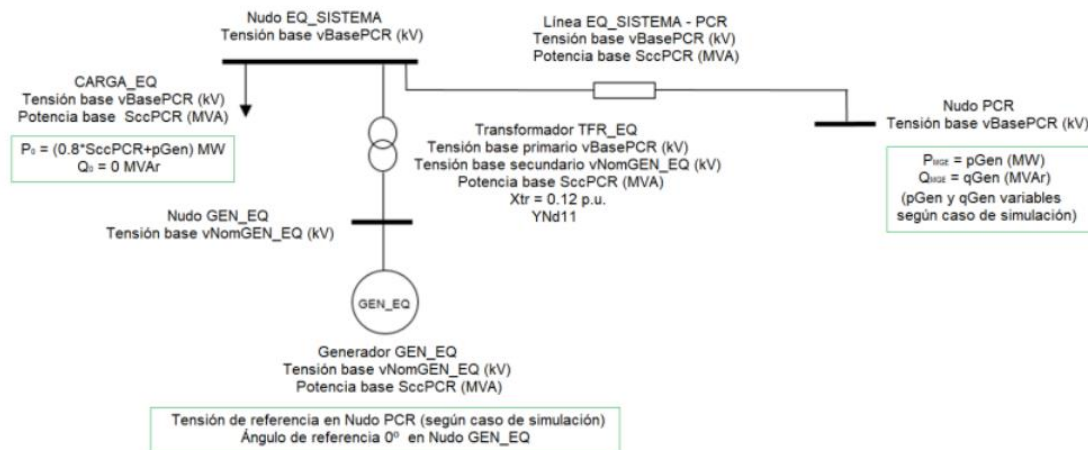


Figura 38. Modelo red externa equivalente para cálculos dinámicos

Este modelo de red contiene un script programado en DPL que permite calcular sus parámetros a partir de los siguientes datos de entrada:

- Potencia nominal del parque eólico: $mBasePCR$ (117,3 MW)
- Tensión nominal en el PCR: $vBasePCR$ (400 kV)
- Relación de cortocircuito respecto a la potencia nominal del parque eólico: SCR
- Tensión objetivo en el PCR para la resolución del flujo de cargas e inicialización dinámica: $vPCR$

Huecos de tensión

El P.O.12.3 hace referencia a los requisitos relativos a huecos de tensión que deben cumplir los parques eólicos conectados a la red de transporte. Según dicho procedimiento de operación, un hueco de tensión se puede definir como “una disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo”, que por convenio es de 10 ms a 1 minuto.

El hueco de tensión en el punto de conexión a la red puede deberse a un cortocircuito trifásico, bifásico a tierra o monofásico, con los distintos perfiles de magnitud y duración. La curva a continuación define el área del hueco de tensión en el punto de conexión (zona sombreada) que debe ser soportado por la instalación. Es decir, la instalación debe mantenerse conectada a la red ante los huecos de tensión en el punto de conexión a red que se incluyan en el área sombreada de la figura a continuación.

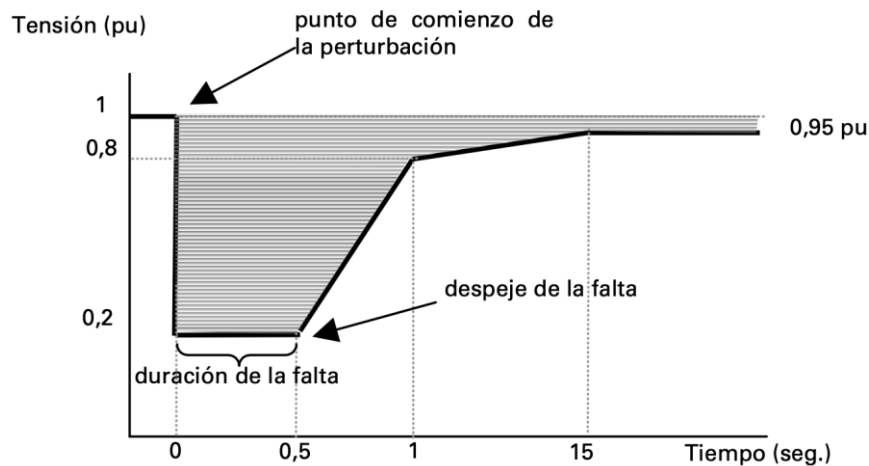


Figura 39. Área del hueco de tensión en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación.

En el caso de cortocircuitos bifásicos puros (aislados de tierra), el área sombreada de hueco de tensión en la que no se deberá producir la desconexión de la instalación tendrá forma semejante a la de la figura anterior, pero estando situado el valor del límite inferior de tensión en 0,6 p.u., en lugar de en 0,2 p.u.

Este límite inferior de tensión, conocido como tensión residual, tendrá una tolerancia de $\pm 0,05$ p.u., según indica la Norma técnica de supervisión de la conformidad para MGE. Reglamento UE 2016/631. [33]

Los tiempos de recuperación de la figura normalmente se verifican para una producción de origen eólico inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el PCR, como es el caso del parque bajo estudio.

A continuación, se analiza el cumplimiento de los requisitos relativos a huecos de tensión para los casos de falta trifásica y bifásica aislada de tierra en el PCR.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Cortocircuito trifásico en el PCR, con una impedancia de falta de $2,5 \Omega$.

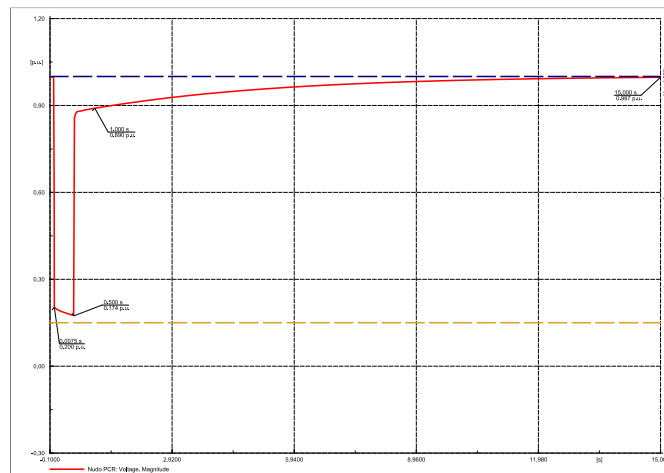


Figura 40. Resultados del hueco de tensión debido a falta trifásica en el PCR.

Se observa que, si bien la tensión disminuye hasta 0,174 p.u., este valor se encuentra dentro de las tolerancias admitidas por el reglamento. Además, el sistema es capaz de recuperarse de la falta mucho más rápido que lo que indica el P.O.12.3, ya que, para un tiempo de 1 segundo, la tensión es de 0,89 p.u. A los 15 segundos se alcanza prácticamente la tensión nominal. Se comprueba que, tal y como exige el P.O.12.3, los aerogeneradores no se desconectan de la red.

- Cortocircuito bifásico en el PCR, con una impedancia de falta de 15Ω

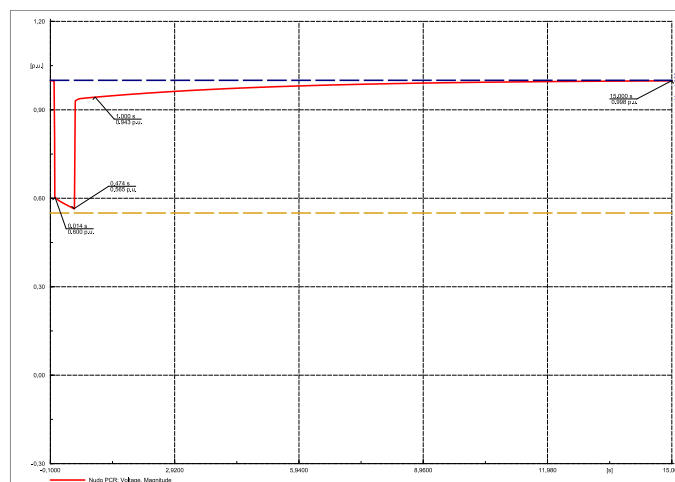


Figura 41. Resultados del hueco de tensión debido a falta bifásica en el PCR

En este caso, la tensión residual es de 0,6 p.u. Se observan resultados similares al caso anterior. La figura muestra que se cumplen todos los requisitos propuestos por el P.O.12.3, siendo de nuevo el sistema capaz de recuperarse de la falta de forma más rápida que la curva propuesta por el P.O.12.3. Se vuelve a verificar la no desconexión de los aerogeneradores de la red.

Como se ha comprobado, desde el punto de vista de tensiones los aerogeneradores no pierden estabilidad. No obstante, además de la no desconexión de los aerogeneradores durante una falta, el P.O.12.3 requiere que la máquina actúe como una máquina síncrona, inyectando reactiva para alcanzar el nivel de tensión adecuado. Para ello se establecen valores límite para la intensidad reactiva durante el tiempo de falta y de recuperación. De esta forma, durante la falta, la intensidad reactiva debe ser al menos un 90% de la total y durante los periodos de falta y recuperación no se debe consumir potencia reactiva. El punto de funcionamiento del sistema deberá situarse dentro del área sombreada de la figura a continuación antes de transcurridos 150 ms desde el inicio del despeje de la falta.

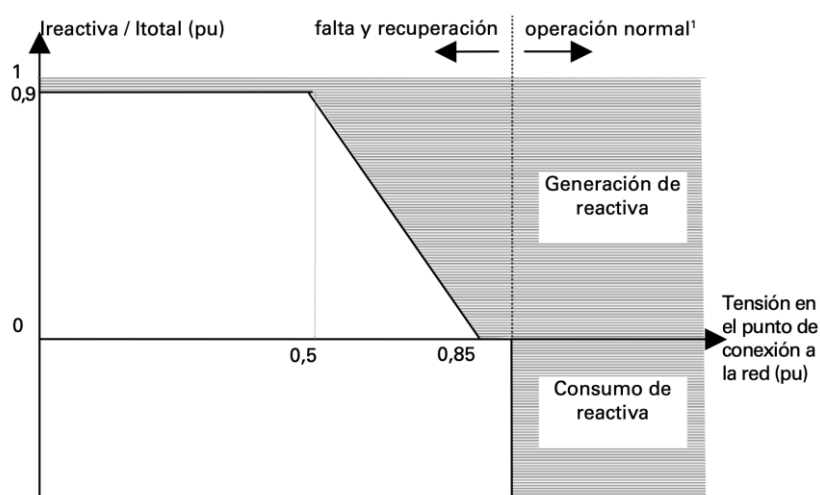


Figura 42. Requisitos de intensidad ante un hueco de tensión

La figura a continuación muestra los resultados en términos de tensión en el PCR e intensidad reactiva en el primario del transformador obtenidos para el caso de falta trifásica en el PCR:

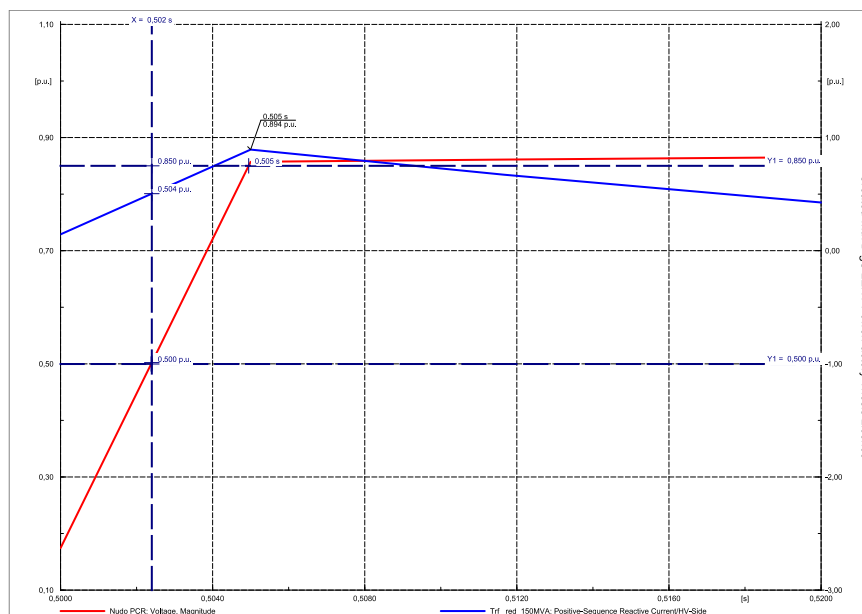


Figura 43. Resultados de corriente reactiva en una falta trifásica en el PCR

Como muestra la figura, para un valor de tensión en el PCR igual a 0,5 p.u., la intensidad reactiva tiene un valor de 0,504 p.u., no alcanzando los 0,9 p.u., si bien es cierto que en ese momento aún no se han alcanzado los 150 ms desde el inicio del despeje de la falta. Sin embargo, se observa que, cuando la tensión en el PCR es de 0,85 p.u., la intensidad reactiva tiene un valor de 0,894 p.u., el cual está dentro del área sombreada.

Del mismo modo, la figura muestra que el sistema no llega a consumir reactiva durante el periodo de falta y recuperación. Es decir, se cumplen los requisitos propuestos por el P.O.12.3 a excepción de los primeros instantes tras el despeje de la falta, en los que el sistema no llega a alcanzar el 90% de intensidad reactiva si bien no se llega a alcanzar el tiempo límite establecido. La solución a este pequeño problema vendría dada por el fabricante del aerogenerador, que posee el know-how para variar el control de la máquina de forma que la inyección de reactiva cumpla con los requisitos establecidos por el operador de la red de transporte.

Capítulo 6. Conclusiones

A lo largo de este trabajo queda patente la necesidad de llevar a cabo los estudios de conexión a red de nueva generación renovable con el fin de garantizar la seguridad del sistema eléctrico y de aumentar la penetración de renovables en el mix energético. A continuación, se analizan las principales conclusiones obtenidas en relación a la metodología empleada, los resultados obtenidos y, por último, las recomendaciones para futuros estudios.

6.1. Conclusiones sobre la metodología

Este proyecto está constituido por 5 partes fundamentales, que han sido llevadas a cabo en orden cronológico, según se indica a continuación:

En primer lugar, se analizaron la motivación y los objetivos de proyecto, y se definieron las tareas o actividades que se llevarían a cabo, así como el cronograma correspondiente.

En segundo lugar, se procedió a revisar el estado del arte, así como la familiarización con el software PowerFactory a través de manuales y ejemplos, y la normativa correspondiente utilizada a lo largo de todo el proyecto.

A continuación, la construcción del modelo en PowerFactory, realizando previamente un dimensionamiento y cálculo simplificado de las secciones de los conductores.

En cuarto lugar, la realización de los estudios de conexión a red sobre el modelo desarrollado.

Finalmente, se desarrolló el análisis de los resultados obtenidos y se elaboraron la memoria, el resumen del proyecto y la presentación.

La planificación inicial resultó esencial para clarificar las tareas que debían llevarse a cabo, si bien cabe destacar que el cronograma inicial propuesto tuvo que ser modificado debido a la situación excepcional provocada por el COVID-19, que retrasó la obtención de la licencia del software varias semanas.

6.2. Conclusiones sobre los resultados

A lo largo del proyecto se ha desarrollado una metodología para llevar a cabo de forma satisfactoria los estudios de conexión a red de un parque eólico establecidos por Red Eléctrica. Para ello, ha sido imprescindible dedicar el tiempo suficiente a la familiarización con los procedimientos de operación del operador de la red transporte y con el software utilizado.

Resulta necesario destacar la gran utilidad de programas de simulación como PowerFactory para la verificación de los requisitos del código de red, puesto que permiten realizar estudios eléctricos de distintos tipos sobre modelos desarrollados en lugar de realizarlos directamente en el parque eólico, lo que supone una gran reducción en el coste y una mayor flexibilidad.

En concreto, el software PowerFactory, resulta especialmente útil para el desarrollo de este tipo de estudios por permitir simular no sólo el comportamiento estático del parque sino también el dinámico. Además, la automatización de los cálculos llevada a cabo utilizando el lenguaje de programación Python ha permitido exportar de forma muy rápida los resultados de cada uno de los casos de estudio a Microsoft Excel, facilitando así su análisis.

Si bien el resultado obtenido ha sido favorable, el desarrollo de este trabajo no ha estado exento de dificultades. A continuación, se detallan las principales:

En primer lugar, la familiarización con un software de simulación complejo y con la extensa normativa relativa a la conexión de generación renovable a la red a nivel europeo y nacional.

Por último, la falta de datos reales sobre el comportamiento dinámico de los aerogeneradores, así como sobre las emisiones armónicas y de flicker, debido a la protección de datos por parte de los fabricantes, supuso un obstáculo que finalmente se suplió gracias a los modelos generales de la librería de PowerFactory que contienen datos típicos para este tipo de elementos, lo que permitió continuar con el estudio de conexión a red.

6.3. Recomendaciones para futuros estudios

Aunque se ha desarrollado el estudio de conexión a red del parque de forma satisfactoria, se proponen varios aspectos a estudiar en futuros proyectos:

En primer lugar, se recomienda la utilización de datos reales de las máquinas (parámetros dinámicos e inyecciones reales de armónicos y flicker en la red), con el fin de desarrollar un modelo de aerogenerador lo más parecido posible al real.

A continuación, se propone incrementar el nivel de automatización de los estudios de conexión a red, con el fin de agilizar el procedimiento y análisis de los resultados. Por ejemplo, la obtención de los gráficos necesarios, y no sólo de los resultados del estudio, directamente desde el script de Python.

Finalmente se recomienda el análisis en detalle de la mejora del comportamiento del hueco de tensión para cumplir los requerimientos de inyección de potencia reactiva establecidos por el P.O.12.3.

Capítulo 7. Bibliografía

- [1] M. R. H. Ritchie, «Our World in Data - How much energy does the world consume?,» 2018. [En línea]. Available: <https://ourworldindata.org/energy>.
- [2] Organización de las Naciones Unidas, «Objetivos de desarrollo sostenible. Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>.
- [3] Red Eléctrica de España, «Informe del sistema eléctrico español 2019,» 2020.
- [4] IRENA, «Renewable Power Generation Costs,» 2017. [En línea].
- [5] Comisión Europea, «Preparing the ground for raising long-term ambition. EU Climate Action Progress Report 2019,» 2019. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/progress/docs/com_2019_559_en.pdf.
- [6] Comisión Europea, «Climate and Energy Framework,» 31 Octubre 2019. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/progress/docs/com_2019_559_en.pdf.
- [7] Red Eléctrica de España, «Comisión de Expertos de Transición Energética. Análisis y propuestas para la descarbonización,» 2018.
- [8] European Environment Agency, «EU Emissions Trading System (ETS) data viewer,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>.
- [9] Comisión Europea, «Statistics and indicators for Spain,» 2019. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/european-semester-your-country/spain/europe-2020-targets-statistics-and-indicators-spain_en#share-of-renewable-energy.
- [10] Comisión Europea, «Energy, Transport and Environment Statistics,» 2019. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/10165279/KS-DK-19-001-EN-N.pdf/76651a29-b817-eed4-f9f2-92bf692e1ed9>.
- [11] EUROSTAT, «Complete Energy Balances,» 2020. [En línea]. Available: <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>.
- [12] Comisión Europea, «EU 2020 target for energy efficiency,» 2012. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/targets-directive-and-rules/eu-targets-energy-efficiency_en#national-energy-efficiency-targets-for-2020.
- [13] Red Eléctrica de España, «Refuerzo de las interconexiones,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>.
- [14] Red Eléctrica, «Informe del sistema eléctrico español 2018,» 2019.
- [15] Red Eléctrica de España, «Acceso, Conexión y Puesta en Servicio,» Abril 2020. [En

- línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio>.
- [16] Red Eléctrica de España, «Estado de las solicitudes,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio/estado-de-las-solicitudes>.
 - [17] Red Eléctrica de España, «Centro de Control de Energías Renovables (CECRE),» 2010. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/infografias-y-mapas/centro-de-control-de-energias-renovables-cecre-con-locucion>.
 - [18] Comisión Europea, «Reglamento (UE) 2016/631 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red,» 2016.
 - [19] Red Eléctrica, «P.O.12.2. “Instalaciones de Generación y de Demanda: Requisitos Mínimos de Diseño, Equipamiento, Funcionamiento, Puesta en Servicio y Seguridad”,» 2018.
 - [20] I. S. L. Díez, «Cinco pasos a seguir para asegurar que las renovables cumplan parte del nuevo código de red,» *Norvento Enerxía*, 2019.
 - [21] Red Eléctrica de España, «Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español en el año 2018,» 2019.
 - [22] C. c. p. m. t. Prysmian, 2018. [En línea]. Available: https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/business_markets/markets/downloads/datasheets/_PRY-A1%20Eprotenax%20H%20Compact.pdf.
 - [23] A. Franco, «Función de distribución de Weibull,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>.
 - [24] E. L. P. I. Troen, «El Atlas Eólico Europeo,» 1990.
 - [25] R. d. A. Tensión, «Real Decreto 223/2008,» 2008. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269>.
 - [26] DIgSILENT, «PowerFactory,» [En línea]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
 - [27] DIgSILENT, «PowerFactory User Manual,» 2018.
 - [28] Universidad Pontificia de Comillas - G. Magester, T. Sanchez, «Apuntes de la asignatura Instalaciones Eléctricas,» 2016.
 - [29] Norma Internacional IEC 60909, «Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna,» 2006.
 - [30] Comisión Electrotécnica Internacional, «Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna,» 2001.
 - [31] ABB, «Catálogo Interruptores para media tensión».
 - [32] IEEE, «Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems,» 2014.
 - [33] Red Eléctrica de España, «Norma técnica de supervisión de la conformidad de los

módulos de generación eléctricos. Reglamento UE 2016/631,» 2019.

- [34] T. Wang, «Projected global energy consumption from 1990 to 2040, by energy source,» 11 Marzo 2020. [En línea]. Available: <https://www.statista.com/statistics/222066/projected-global-energy-consumption-by-source/>.
- [35] International Energy Agency, «Total Primary Energy Supply by Fuel,» 26 Noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-primary-energy-supply-by-fuel-1971-and-2017>.
- [36] Organización de las Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible. Objetivo 7.,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>.
- [37] U.S Energy Information Administration (EIA), «How much of world energy consumption and production is from renewable energy?,» 27 Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=527&t=1>.
- [38] Red Eléctrica de España, «Avance del infome del sistema eléctrico español 2019,» 12 Marzo 2020. [En línea]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2020/Avance_ISE_2019.pdf.
- [39] Comisión Europea. Energía, Cambio climático y Medio Ambiente, «Estrategias y objetivos climáticos,» Diciembre 2008. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en#tab-0-0.
- [40] I. Kasikci, Short Circuits in Power Systems_ A Practical Guide to IEC 60909-0, 2018.
- [41] Red Eléctrica de España, «P.O.12.2. Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio,» 2018.
- [42] ABB, «Catálogo Interruptores para Media Tensión,» 2020.
- [43] IEEE, «Std 519. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems,» 2014.
- [44] Red Eléctrica de España, «P.O.12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas,» 2006.

ANEXO I – ALINEAMIENTO DEL TFM CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este anexo busca analizar la relación del presente trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible propuestos por la Organización de las Naciones Unidas el día 25 de septiembre de 2015.

Para realizar este análisis se estudiará, en primer lugar, qué objetivos y metas concretas están relacionados de forma más directa con este trabajo y qué rol representan (primario o secundario). A continuación, se realizará un análisis cuantitativo, buscando identificar indicadores que permitan analizar de forma empírica la consecución de los objetivos.

Se distinguen 3 objetivos que se encuentran directa o indirectamente relacionados con la conexión a red de energía renovable, tema principal de este trabajo. Cada objetivo corresponde a una de las dimensiones de la sostenibilidad: dimensión social, dimensión medioambiental y dimensión económica.

El objetivo relacionado de forma directa y que presentaría un rol primario es el número 7: “Energía asequible y no contaminante”. La energía renovable constituye una herramienta fundamental para paliar las emisiones de efecto invernadero y contribuir a un planeta más sostenible. Además, la reducción en el coste levelizado que ha experimentado la energía eólica y solar durante los últimos años permite reducir la brecha energética y allanar el camino hacia una energía asequible para todos. Concretamente, la meta 7.2 propuesta dentro de este objetivo: “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”, constituye la base de este trabajo, que busca precisamente analizar la conexión de nueva generación renovable en la red de transporte. Este objetivo se puede encuadrar en la dimensión social de la sostenibilidad, por su impacto relevante en la mejora de las sociedades y países.

En cuanto a la dimensión medioambiental, el objetivo número 13: “Acción por el clima”, también se encuentra relacionado con este documento. Una mayor conexión de energía renovable supone un descenso considerable en las emisiones de dióxido de carbono que afectan al cambio climático. Se elige como meta representativa la número 13.2.: “Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales”, puesto que en este trabajo se han analizado distintos planes que contemplan la conexión de nueva generación renovable, tanto a nivel europeo, como la

agenda 2030, como a nivel nacional, con el PNIEC.

Por último, se elige el objetivo número 9: “Industria, innovación e infraestructuras”, como objetivo más relacionado con este proyecto en la dimensión económica. El aumento de conexión de energía renovable en la red requiere de la modernización y sostenibilidad de infraestructuras, que sean capaces de garantizar la estabilidad del sistema y la calidad del suministro eléctrico, que constituye una necesidad básica. Para ello se establecen los códigos de red, analizados en gran profundidad en el desarrollo de este trabajo. La meta 9.1. está directamente relacionada con este aspecto: “Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad, incluidas infraestructuras regionales y transfronterizas, para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano, haciendo especial hincapié en el acceso asequible y equitativo para todos.”

La tabla a continuación resume los objetivos que presentan una mayor relación con este trabajo según se ha descrito anteriormente, así como el rol que desempeñan y las metas concretas a las que hace referencia el proyecto:

Dimensión	ODS	Rol	Meta
Social	7. Energía asequible y no contaminante	Primario	7.2. De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
Medioambiental	13. Acción por el clima	Secundario	13.2. Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.
Económica	9. Industria, innovación e infraestructuras	Secundario	9.1. Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad, incluidas infraestructuras regionales y transfronterizas, para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano, haciendo especial hincapié en el acceso asequible y equitativo para todos.

Tabla 47. Objetivos de desarrollo sostenible relacionados con este trabajo

A continuación, se realiza un análisis cuantitativo, identificando indicadores para la meta del objetivo de desarrollo sostenible elegido como principal (7. Energía asequible y no contaminante). Los principales indicadores que permitirían realizar un seguimiento de la consecución de dicha meta son:

- Incremento de potencia renovable instalada respecto al año anterior.
- Porcentaje de energía renovable respecto a la energía total generada.
- Porcentaje de energía renovable respecto a la energía final consumida.
- Toneladas de CO₂ evitadas gracias al aumento de energía procedente de fuentes renovables.

El uso de los indicadores referidos y la revisión periódica de sus valores permitiría cuantificar el cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 para de esta forma tomar medidas concretas en caso de que fuese necesario.

ANEXO II – AUTOMATIZACIÓN DE CÁLCULOS CON PYTHON

Se han desarrollado 3 scripts diferentes con el fin de exportar los resultados obtenidos de una forma más ágil: para el cálculo del flujo de cargas, para el cálculo de cortocircuito y, por último, para el cálculo de la calidad de onda. A continuación, se muestran los distintos scripts. Para el caso del flujo de cargas, se incluye el código para un único escenario, con el fin de evitar código repetitivo.

Flujo de cargas

```
import os
os.environ["PATH"] = r'C:\Program Files\DigSILENT\PowerFactory 2020 SP1;' +
os.environ["PATH"]

#Add powerfactory.pyd path to python path
import sys
sys.path.append("C:\Program Files\DigSILENT\PowerFactory 2020 SP1\Python\3.7")

if __name__ == "__main__":
    #Connect to PowerFactory
    import powerfactory as pf
    app=pf.GetApplicationExt()

    #pythoncode
    if app is None:
        raise Exception("getting PowerFactory application failed")

    #inicializar excel
    import win32com.client

    excel=win32com.client.Dispatch("Excel.Application")
    excel.visible=True
    excel.ScreenUpdating=False
    wb=excel.Workbooks.Add()

    #Get active project
    user=app.GetCurrentUser()
    prj=app.GetActiveProject()
    if prj is None:
        raise Exception("No project activated. Python script stopped")

    script=app.GetCurrentScript()
    objects=app.GetCalcRelevantObjects()

    #retrieve load flow object
    ldf=app.GetFromStudyCase("ComLdf")

    #force balanced load flow
    ldf.iopt_net=0

    #Carpeta escenarios
    FoldOperScens=app.GetProjectFolder('scen')
```

```

scenarios=FoldOperScens.GetChildren(1)
app.PrintInfo("SCEN=%s" %scenarios)
#ACTIVAR ESCENARIO 1.1
scenarios[0].Activate()

app.PrintInfo("Activated scenario 1.1 Vpcr 1 p.u. & p.f. ind")
wb.Worksheets[0].Name="1.1 Vpcr 1 p.u. & p.f. ind"
ws=wb.Worksheets[0]
ws.Cells(1,1).Value="Terminal"
ws.Cells(1,2).Value="Voltage (p.u.)"
ws.Cells(1,3).Value="Angle (deg)"
ws.Cells(1,5).Value="Line"
ws.Cells(1,6).Value="P (MW)"
ws.Cells(1,7).Value="Q (MVar)"
ws.Cells(1,8).Value="Losses (kW)"
ws.Cells(1,9).Value="Loading (%)"
ws.Cells(1,11).Value="Generator"
ws.Cells(1,12).Value="Pgen (MW)"
ws.Cells(1,13).Value="Qgen (MVar)"
ws.Cells(1,14).Value="GenLoading (%)"
#execute load flow
ldf.Execute()

#Collect all relevant terminals
app.PrintInfo("Collecting relevant terminals")
if not app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm"):
    raise Exception("No calculation relevant terminals found")

terminals=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm")
app.PrintPlain("Number of terminals found: %d" %len(terminals))
row=2
#Obtener tensión de cada nudo (módulo y ángulo)
for terminal in terminals:
    if not terminal.GetAttribute("m:u"):
        app.PrintPlain("Voltage at terminal %s is not found" %(terminal))
    voltage=terminal.GetAttribute("m:u")
    app.PrintPlain("Voltage at terminal %s is %f p.u." % (terminal, voltage))
    angle=terminal.GetAttribute("m:phiu")
    # app.PrintPlain("Calculate voltage at terminal %s" %(terminal))
    ws.Cells(row,1).Value=terminal.GetAttribute("loc_name")
    ws.Cells(row,2).Value=voltage
    ws.Cells(row,3).Value=angle
    row+=1

#Obtener P, Q y pérdidas de cada línea
lines=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmLne")

row2=2

for line in lines:
    if not line.GetAttribute("m:P:bus1"):
        app.PrintPlain("P at line %s is not found" %(line))
    P=line.GetAttribute("m:P:bus1")
    Q=line.GetAttribute("m:Q:bus1")
    Losses=line.GetAttribute("c:Losses")
    Loading=line.GetAttribute("c:loading")
    app.PrintPlain("P at line %s is %f MW" %(line, P))
    #escribirlo en Excel
    ws.Cells(row2,5).Value=line.GetAttribute("loc_name")

```

```

ws.Cells(row2,6).Value=P
ws.Cells(row2,7).Value=Q
ws.Cells(row2,8).Value=Losses
ws.Cells(row2,9).Value>Loading
row2+=1

gens=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmGenstat")

row3=2

for Genstat in gens:
    Pgen=Genstat.GetAttribute("m:P:bus1")
    Qgen=Genstat.GetAttribute("m:Q:bus1")
    GenLoading=Genstat.GetAttribute("c:loading")

    #escribir en excel
    ws.Cells(row3,11).Value=Genstat.GetAttribute("loc_name")
    ws.Cells(row3,12).Value=Pgen
    ws.Cells(row3,13).Value=Qgen
    ws.Cells(row3,14).Value=GenLoading
    row3+=1

#print to pF output window
app.PrintInfo("Python Script ended.")

excel.Quit()
excel=None

```

Cortocircuito

```
import os
os.environ["PATH"] = r'C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2020 SP1;' +
os.environ["PATH"]

#Add powerfactory.pyd path to python path
import sys
sys.path.append("C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2020 SP1\Python\3.7")

if __name__ == "__main__":
    #Connect to PowerFactory
    import powerfactory as pf
    app=pf.GetApplicationExt()

    #pythoncode
    if app is None:
        raise Exception("getting PowerFactory application failed")

    #inicializar excel
    import win32com.client

    excel=win32com.client.Dispatch("Excel.Application")
    excel.visible=True
    excel.ScreenUpdating=False
    wb=excel.Workbooks.Add()

    #Get active project
    user=app.GetCurrentUser()
    prj=app.GetActiveProject()
    if prj is None:
        raise Exception("No project activated. Python script stopped")

    script=app.GetCurrentScript()
    objects=app.GetCalcRelevantObjects()

    #retrieve shortcircuit object
    sckt=app.GetFromStudyCase("ComShc")

    #Select type of Shortcircuit -3 PHASE FAULT
    sckt.iopt_mde=1
    sckt.iopt_shc='3psc'

    #Carpeta escenarios
    FoldOperScens=app.GetProjectFolder('scen')
    scenarios=FoldOperScens.GetChildren(1)
    app.PrintInfo("SCEN=%s" %scenarios)

    #ACTIVAR ESCENARIO 1.2 (Tensión 1 p.u.)
    scenarios[1].Activate()

    app.PrintInfo("Activated scenario 1.2 Vpcr 1 p.u. & p.f. 1")

    #Primer escenario

    wb.Worksheets[0].Name="3-phase"
    ws=wb.Worksheets[0]
    ws.Cells(1,1).Value="Terminal"
```

```

ws.Cells(1,2).Value="Ik' ' (kA) "
ws.Cells(1,3).Value="Sk' ' (MVA) "
ws.Cells(1,4).Value="ip (kA) "
ws.Cells(1,5).Value="ib (kA) "
ws.Cells(1,6).Value="Sb (MVA) "
ws.Cells(1,7).Value="Ik (kA) "
ws.Cells(1,8).Value="Ith (kA) "
ws.Cells(1,9).Value="Rk (ohm) "
ws.Cells(1,10).Value="Xk (ohm) "

#execute short circuit
sckt.Execute()

#Collect all relevant terminals
app.PrintInfo("Collecting relevant terminals")
if not app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm"):
    raise Exception("No calculation relevant terminals found")

terminals=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm")
app.PrintPlain("Number of terminals found: %d" %len(terminals))
row=2
#Obtener tensión de cada nudo (módulo y ángulo)
for terminal in terminals:
    if not terminal.GetAttribute("m:u"):
        app.PrintPlain("Ik' ' at terminal %s is not found" %(terminal))
    Ikss=terminal.GetAttribute("m:Ikss")
    Skss=terminal.GetAttribute("m:Skss")
    ip=terminal.GetAttribute("m:Ip")
    ib=terminal.GetAttribute("m:Ib")
    Sb=terminal.GetAttribute("m:Sb")
    Ik=terminal.GetAttribute("m:Ik")
    Ith=terminal.GetAttribute("m:Ith")
    Rk=terminal.GetAttribute("m:R")
    Xk=terminal.GetAttribute("m:X")
    #app.PrintPlain("Ik' ' at terminal %s is %f kA" %(terminal, Ikss))
    # app.PrintPlain("Calculate voltage at terminal %s" %(terminal))
    ws.Cells(row,1).Value=terminal.GetAttribute("loc_name")
    ws.Cells(row,2).Value=Ikss
    ws.Cells(row,3).Value=Skss
    ws.Cells(row,4).Value=ip
    ws.Cells(row,5).Value=ib
    ws.Cells(row,6).Value=Sb
    ws.Cells(row,7).Value=Ik
    ws.Cells(row,8).Value=Ith
    ws.Cells(row,9).Value=Rk
    ws.Cells(row,10).Value=Xk
    row+=1

#Select type of Shortcircuit -1 PHASE FAULT
sckt.iopt_mde=1
sckt.iopt_shc='spgf'
wb.Worksheets.Add(Before=None, After=wb.Worksheets(wb.Worksheets.count))
wb.Worksheets[1].Name="1-Phase"
ws=wb.Worksheets[1]
ws.Cells(1,1).Value="Terminal"
ws.Cells(1,2).Value="Ik' ' (kA) "
ws.Cells(1,3).Value="Sk' ' (MVA) "
ws.Cells(1,4).Value="ip (kA) "
ws.Cells(1,5).Value="ib (kA) "

```

```

ws.Cells(1,6).Value="Sb (MVA) "
ws.Cells(1,7).Value="Ik (kA) "
ws.Cells(1,8).Value="Ith (kA) "
ws.Cells(1,9).Value="Rk (ohm) "
ws.Cells(1,10).Value="Xk (ohm) "

#execute short circuit
sckt.Execute()

#Collect all relevant terminals
app.PrintInfo("Collecting relevant terminals")
if not app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm"):
    raise Exception("No calculation relevant terminals found")

terminals=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm")
app.PrintPlain("Number of terminals found: %d" %len(terminals))
row=2
#Obtener tensión de cada nudo (módulo y ángulo)
for terminal in terminals:
    if not terminal.GetAttribute("m:u"):
        app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is not found" %(terminal))
        Ikss=terminal.GetAttribute("m:Ikss")
        Skss=terminal.GetAttribute("m:Skss")
        ip=terminal.GetAttribute("m:Ip")
        ib=terminal.GetAttribute("m:Ib")
        Sb=terminal.GetAttribute("m:Sb")
        Ik=terminal.GetAttribute("m:Ik")
        Ith=terminal.GetAttribute("m:Ith")
        Rk=terminal.GetAttribute("m:R")
        Xk=terminal.GetAttribute("m:X")
        #app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is %f kA" %(terminal, Ikss))
        # app.PrintPlain("Calculate voltage at terminal %s" %(terminal))
        ws.Cells(row,1).Value=terminal.GetAttribute("loc_name")
        ws.Cells(row,2).Value=Ikss
        ws.Cells(row,3).Value=Skss
        ws.Cells(row,4).Value=ip
        ws.Cells(row,5).Value=ib
        ws.Cells(row,6).Value=Sb
        ws.Cells(row,7).Value=Ik
        ws.Cells(row,8).Value=Ith
        ws.Cells(row,9).Value=Rk
        ws.Cells(row,10).Value=Xk
        row+=1

#Select type of Shortcircuit -2 PHASE FAULT
sckt.iopt_mde=1
sckt.iopt_shc='2psc'
wb.Worksheets.Add(Before=None, After=wb.Worksheets(wb.Worksheets.count))
wb.Worksheets[2].Name="2-Phase"
ws=wb.Worksheets[2]
ws.Cells(1,1).Value="Terminal"
ws.Cells(1,2).Value="Ik'' (kA) "
ws.Cells(1,3).Value="Sk'' (MVA) "
ws.Cells(1,4).Value="ip (kA) "
ws.Cells(1,5).Value="ib (kA) "
ws.Cells(1,6).Value="Sb (MVA) "
ws.Cells(1,7).Value="Ik (kA) "
ws.Cells(1,8).Value="Ith (kA) "
ws.Cells(1,9).Value="Rk (ohm) "

```

```

ws.Cells(1,10).Value="Xk (ohm) "
#execute short circuit
sckt.Execute()

#Collect all relevant terminals
app.PrintInfo("Collecting relevant terminals")
if not app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm"):
    raise Exception("No calculation relevant terminals found")

terminals=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm")
app.PrintPlain("Number of terminals found: %d" %len(terminals))
row=2
#Obtener tensión de cada nudo (módulo y ángulo)
for terminal in terminals:
    if not terminal.GetAttribute("m:u"):
        app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is not found" %(terminal))
    Ikss=terminal.GetAttribute("m:Ikss:B")
    Skss=terminal.GetAttribute("m:Skss:B")
    ip=terminal.GetAttribute("m:Ip:B")
    ib=terminal.GetAttribute("m:Ib")
    Sb=terminal.GetAttribute("m:Sb")
    Ik=terminal.GetAttribute("m:Ik")
    Ith=terminal.GetAttribute("m:Ith")
    Rk=terminal.GetAttribute("m:R")
    Xk=terminal.GetAttribute("m:X")
    #app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is %f kA" %(terminal, Ikss))
    # app.PrintPlain("Calculate voltage at terminal %s" %(terminal))
    ws.Cells(row,1).Value=terminal.GetAttribute("loc_name")
    ws.Cells(row,2).Value=Ikss
    ws.Cells(row,3).Value=Skss
    ws.Cells(row,4).Value=ip
    ws.Cells(row,5).Value=ib
    ws.Cells(row,6).Value=Sb
    ws.Cells(row,7).Value=Ik
    ws.Cells(row,8).Value=Ith
    ws.Cells(row,9).Value=Rk
    ws.Cells(row,10).Value=Xk
    row+=1

#Select type of Shortcircuit -2 PHASE-GROUND FAULT
sckt.iopt_mde=1
sckt.iopt_shc='2pgf'
wb.Worksheets.Add(Before=None, After=wb.Worksheets(wb.Worksheets.count))
wb.Worksheets[3].Name="2-Phase-Ground"
ws=wb.Worksheets[3]
ws.Cells(1,1).Value="Terminal"
ws.Cells(1,2).Value="Ik'' (kA) "
ws.Cells(1,3).Value="Sk'' (MVA) "
ws.Cells(1,4).Value="ip (kA) "
ws.Cells(1,5).Value="ib (kA) "
ws.Cells(1,6).Value="Sb (MVA) "
ws.Cells(1,7).Value="Ik (kA) "
ws.Cells(1,8).Value="Ith (kA) "
ws.Cells(1,9).Value="Rk (ohm) "
ws.Cells(1,10).Value="Xk (ohm) "

#execute short circuit
sckt.Execute()

```

```

#Collect all relevant terminals
app.PrintInfo("Collecting relevant terminals")
if not app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm"):
    raise Exception("No calculation relevant terminals found")

terminals=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm")
app.PrintPlain("Number of terminals found: %d" %len(terminals))
row=2
#Obtener tensión de cada nudo (módulo y ángulo)
for terminal in terminals:
    if not terminal.GetAttribute("m:u"):
        app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is not found" %(terminal))
    Ikss=terminal.GetAttribute("m:Ikss:B")
    Skss=terminal.GetAttribute("m:Skss:B")
    ip=terminal.GetAttribute("m:Ip:B")
    ib=terminal.GetAttribute("m:Ib")
    Sb=terminal.GetAttribute("m:Sb")
    Ik=terminal.GetAttribute("m:Ik")
    Ith=terminal.GetAttribute("m:Ith")
    Rk=terminal.GetAttribute("m:R")
    Xk=terminal.GetAttribute("m:X")
    #app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is %f kA" % (terminal, Ikss))
    # app.PrintPlain("Calculate voltage at terminal %s" %(terminal))
    ws.Cells(row,1).Value=terminal.GetAttribute("loc_name")
    ws.Cells(row,2).Value=Ikss
    ws.Cells(row,3).Value=Skss
    ws.Cells(row,4).Value=ip
    ws.Cells(row,5).Value=ib
    ws.Cells(row,6).Value=Sb
    ws.Cells(row,7).Value=Ik
    ws.Cells(row,8).Value=Ith
    ws.Cells(row,9).Value=Rk
    ws.Cells(row,10).Value=Xk
    row+=1

#print to pF output window
app.PrintInfo("Python Script ended.")

excel.Quit()
excel=None

```

Calidad de onda

```
import os
os.environ["PATH"] = r'C:\Program Files\DigSILENT\PowerFactory 2020 SP1;' +
os.environ["PATH"]

#Add powerfactory.pyd path to python path
import sys
sys.path.append("C:\Program Files\DigSILENT\PowerFactory 2020 SP1\Python\3.7")

if __name__ == "__main__":
    #Connect to PowerFactory
    import powerfactory as pf
    app=pf.GetApplicationExt()

    #pythoncode
    if app is None:
        raise Exception("getting PowerFactory application failed")

    #inicializar excel
    import win32com.client

    excel=win32com.client.Dispatch("Excel.Application")
    excel.visible=True
    excel.ScreenUpdating=False
    wb=excel.Workbooks.Add()

    #Get active project
    user=app.GetCurrentUser()
    prj=app.GetActiveProject()
    if prj is None:
        raise Exception("No project activated. Python script stopped")

    script=app.GetCurrentScript()
    objects=app.GetCalcRelevantObjects()

    #retrieve shortcircuit object
    hldf=app.GetFromStudyCase("ComHldf")

    #Select type of Shortcircuit -3 PHASE FAULT
    hldf.iopt_net=0
    hldf.iopt_allfrq=1
    hldf.iopt_flicker=1
    hldf.frnom=50

    #Carpeta escenarios
    FoldOperScens=app.GetProjectFolder('scen')
    scenarios=FoldOperScens.GetChildren(1)
    app.PrintInfo("SCEN=%s" %scenarios)

    #ACTIVAR ESCENARIO 1.2 (Tensión 1 p.u.)
    scenarios[4].Activate()

    app.PrintInfo("Activated scenario 1.2 Vpcr 1 p.u. & p.f. 1")

    #Primer escenario

    wb.Worksheets[0].Name="Flicker"
```

```

ws=wb.Worksheets[0]
ws.Cells(1,1).Value="Terminal"
ws.Cells(1,2).Value="Pst_cont"
ws.Cells(1,3).Value="Plt_cont"
ws.Cells(1,4).Value="Pst_sw"
ws.Cells(1,5).Value="Plt_sw"
ws.Cells(1,6).Value="V change (%)"

#execute short circuit
hldf.Execute()

#Collect all relevant terminals
app.PrintInfo("Collecting relevant terminals")
if not app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm"):
    raise Exception("No calculation relevant terminals found")

terminals=app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm")
app.PrintPlain("Number of terminals found: %d" %len(terminals))
row=2
#Obtener tensión de cada nudo (módulo y ángulo)
for terminal in terminals:
    if not terminal.GetAttribute("m:u"):
        app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is not found" %(terminal))
    Pst_cont=terminal.GetAttribute("m:Pst_cont")
    Plt_cont=terminal.GetAttribute("m:Plt_cont")
    Pst_sw=terminal.GetAttribute("m:Pst_sw")
    Plt_sw=terminal.GetAttribute("m:Plt_sw")
    V_change=terminal.GetAttribute("m:d_sw")

    #app.PrintPlain("Ik'' at terminal %s is %f kA" %(terminal, Ikss))
    # app.PrintPlain("Calculate voltage at terminal %s" %(terminal))
    ws.Cells(row,1).Value=terminal.GetAttribute("loc_name")
    ws.Cells(row,2).Value=Pst_cont
    ws.Cells(row,3).Value=Plt_cont
    ws.Cells(row,4).Value=Pst_sw
    ws.Cells(row,5).Value=Plt_sw
    ws.Cells(row,6).Value=V_change
    row+=1

#print to pF output window
app.PrintInfo("Python Script ended.")

excel.Quit()
excel=None

```