



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Dimensionamiento de un compensador síncrono para la
compensación de reactiva y el fortalecimiento de la red.

Autor: **Álvaro Torres Mena**

Director: **Miguel Fernández-Sabugal Pérez**

Madrid

Julio de 2026

ANEXO I

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **"Dimensionamiento de un compensador síncrono para la compensación de reactiva y el fortalecimiento de la red"** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025/2026** es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *"La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente"*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

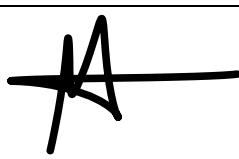
Durante la realización de este Trabajo Fin de Grado se han empleado herramientas de inteligencia artificial como apoyo puntual. En ningún caso, se ha utilizado para generar ningún documento o información. EL uso de la IA ha sido para aclarar conceptos teóricos sobre la inercia, el compensador... También han servido de apoyo en el contraste de desarrollos de los sistemas de PSAT y PSSE con los resultados han sido validados de forma independiente por el autor. Toda la información proporcionada por dichas herramientas ha sido revisada y contrastada de forma crítica, siendo el trabajo, los modelos y las conclusiones fruto del criterio propio del autor.

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

--


Firmado (alumno): Alvaro Torres Mena
Fecha: 10-07-2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto

Fdo: Miguel Fernandez-Sabugal Perez
Fecha: 10-07-2026



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Dimensionamiento de un compensador síncrono para la
compensación de reactiva y el fortalecimiento de la red.

Autor: **Álvaro Torres Mena**

Director: **Miguel Fernández-Sabugal Pérez**

Madrid

Agradecimientos

Para comenzar quiero agradecer a mi tutor, Miguel, por su esfuerzo, el tiempo empleado, sus valiosas explicaciones y sus amplios conocimientos sobre el tema.

Por último, quiero agradecer a mi familia, mis padres, mis hermanos y mi novia, Sara, por su paciencia, su comprensión y por animarme en los momentos más difíciles.

A todos, gracias de corazón.

DIMENSIONAMIENTO DE UN COMPENSADOR SÍNCRONO PARA LA COMPENSACIÓN DE REACTIVA Y EL FORTALECIMIENTO DE LA RED.

Autor: Torres Mena, Álvaro.

Director: Fernández-Sabugal Pérez, Miguel.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Se va a realizar el dimensionamiento de un compensador síncrono de 15 MVA para instalarlo en Los Llanos de Aridane, conectado directamente a la red de transporte de La Palma de 66 kV. La finalidad de este proyecto es solucionar los principales problemas de la red de la isla que son: inestabilidad causada por la falta de inercia, potencia de cortocircuito justa en algunos nudos y factores de potencia muy bajos impidiendo que haya una integración completa de las energías renovables.

Palabras clave: Compensador síncrono, potencia de cortocircuito, inercia, RoCoF, red aislada, penetración renovable.

1. Introducción

La transición hacia nuevas energías más limpias, al ser tan rápida, necesita de una integración por parte de los sistemas eléctricos que están limitando su uso por seguridad. Esto se agrava cuando se trata de sistemas aislados y con poca potencia ya que les limita la capacidad de regulación y de apartarse a las posibles faltas que sucedan. En La Palma, el aumento de generación renovable hace que haya menos inercia en el sistema por tanto sea mas sensible a las diferencias entre generación y demanda.

Los principales problemas del sistema que vienen acrecentados por el aumento de las energías renovables son la falta de inercia haciendo que la tasa de variación de frecuencia (RoCoF) sea muy elevada ante desequilibrios dando lugar a desastres de carga. En segundo lugar y siendo menos importante, la potencia de cortocircuito, en el nudo donde se genera toda la potencia síncrona que tras el análisis de Short Circuit Ratio está cerca de los límites. En ultima estancia, hay un problema de diseño de la red ya que gran parte de la energía renovable no puede ser integrada al mix debido a que a mayor penetración de las renovables menor factor de potencia de las líneas.

2. Definición del Proyecto

El proyecto trata del análisis del sistema de La Palma, que es un sistema aislado y pequeño que presenta problemas (falta de inercia, potencia de cortocircuito cercana a los límites y poca penetración de las energías renovables por factores de potencia bajos).

El objetivo del proyecto trata de diseñar un sistema lo más parecido posible a el sistema actual de La Palma, estudiar los principales problemas que está teniendo el sistema y ver como la mejoría que supondría la incorporación de un compensador síncrono a este sistema. Para ello se evaluarán muchos aspectos como, por ejemplo: el flujo de cargas de corriente continua, los factores de potencia de las líneas, la potencia de cortocircuito,

las intensidades de falta, el SCR (Short Circuit Ratio), la inercia del sistema, RoCoF y el tiempo crítico de despeje de falta. Todo esto aportará unos valores fundamentales para ver el estado del sistema y la mejora en el mismo gracias a la incorporación del compensador síncrono.

Todos estos análisis se realizarán de forma teórica y algunos de ellos de forma práctica gracias a la ayuda de aplicaciones como PSSE y MATLAB con PSAT.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La red del sistema eléctrico de La Palma se modelará con 5 nudos, a los que posteriormente se les sumará un sexto, donde se situará el compensador síncrono. De estos nudos, tres de ellos pertenecen a la red de transporte, cada uno de estos tres nudos representa las zonas de mayor demanda de la isla siendo: Nudo 2 (Valle de Aridane, oeste de la isla), Nudo 4 (Santa Cruz de La Palma, este de la isla) y Nudo 5 (San Andrés, norte de la isla). Estos nudos están conectados por la red de transporte, dos líneas dobladas (dos cables diferentes para un mismo destino) simplex y de conductor LA-180 de 66 kV que van del Valle de Aridane a Santa Cruz y de Santa Cruz a San Andrés.

La generación se concentra principalmente en dos puntos. El primero y mas importante es la Central Térmica de Los Guinchos actúa como balance del sistema (swing) con sus doce generadores aporta prácticamente toda la demanda de energía de la isla. Esta conectada mediante un transformador de 160 MVA y 66/10,5 kV al nudo de Santa Cruz. Por otro lado, conectados mediante un transformador de 16 MVA y 66/20 kV está conectada la agrupación de toda la energía renovable de la isla. Esto es debido a que la gran parte de la generación renovable se da en el suroeste de la isla. Esta generación al estar basada en electrónica de potencia no aporta inercia.

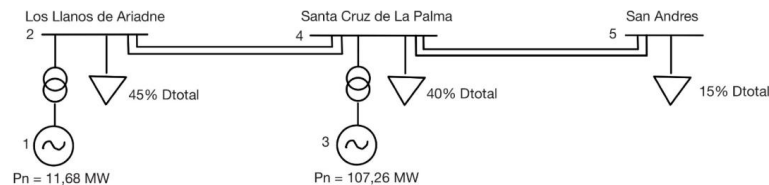


Ilustración 1: Sistema eléctrico de La Palma

Tras el estudio del flujo de cargas, se decide que el compensador síncrono se conecta en la subestación de Los Llanos de Aridane mediante un transformador elevador de 20 MVA y 66/20 kV. Este compensador síncrono tiene las siguientes funciones: controlar las tensiones del sistema, aportar-consumir potencia reactiva, proporcionar potencia de cortocircuito y dar inercia al sistema. Todo esto favorecerá la penetración de renovables y hará del sistema un sistema más seguro y eficiente a la vez que más económico

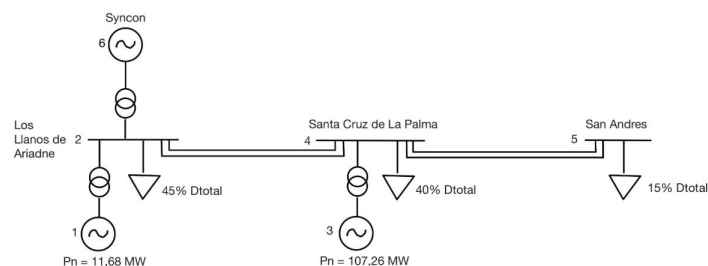


Ilustración 2: Modelo eléctrico del sistema de La Palma tras la incorporación del Syncon

4. Resultados

Los estudios realizados confirman que la instalación del compensador síncrono de 15 MVA en la subestación de Los Llanos de Aridane resuelve las tres carencias identificadas en la red.

En cuanto a la potencia de cortocircuito, se obtiene un incremento en todos los nudos del sistema, siendo el nudo del compensador el de mayor robustez.

Nudos	Scc (sin Syncon)	Scc (con Syncon)	ΔScc	[MVA]
1.- Renovables	167,89	173,03	3,06%	
2.- Valle de Aridane	386,94	445,06	15,02%	
3.- Los Guinchos	739,61	787,03	6,41%	
4.- Santa Cruz de La Palma	500,29	552,6	10,46%	
5.- San Andrés	345,7	369,41	6,86%	
6.- Compensador Síncrono	-	227,24	No aplica	

En cuanto al análisis dinámico, el compensador síncrono reduce la tasa de variación de la frecuencia (RoCoF) de 2,31 Hz/s a 0,77 Hz/s permitiendo operar con 3 generadores de forma mucho mas segura. Por otro lado, aumenta el tiempo critico hasta la perdida de sincronismo a 438 ms dando la oportunidad de ayudar a las protecciones de respaldo.

Por otro lado, aumenta la capacidad de integración de la potencia renovable en más de 5 MWh de media al día, haciendo del sistema menos contaminante y más seguro

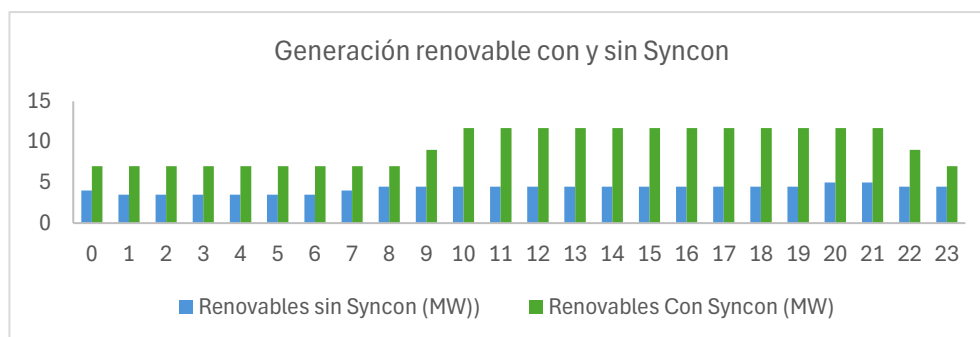


Ilustración 3: Aumento de la generación renovable gracias al Syncon

En régimen permanente, el compensador corrige el factor de potencia durante los tramos de máxima generación fotovoltaica, en los que este llegaba a degradarse notablemente en el corredor Los Llanos–Santa Cruz.

Finalmente, el estudio económico indica un valor actual neto (VAN) de 39,7 M€ y una tasa interna de retorno modificada (TIRM) del 10,6 %, con un periodo de retorno de la inversión de 7 años.

5. Conclusiones

La instalación del compensador síncrono, refuerza el sistema (mayor potencia de cortocircuito), da mas estabilidad dinámica (mas inercia) y permite un aumento de la penetración renovable mas barata y mejor para el medio ambiente.

SIZING OF A SYNCHRONOUS CONDENSER FOR REACTIVE POWER COMPENSATION AND GRID STRENGTHENING.

Author: Torres Mena, Álvaro

Supervisor: Fernández-Sabugal Pérez, Miguel.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

A synchronous condenser of 15 MVA is to be sized for installation in Los Llanos de Aridane, connected directly to La Palma's 66 kV transmission grid. The purpose of this project is to solve the main problems of the island's grid, which are: instability caused by the lack of inertia, tight short-circuit power at some buses, and very low power factors preventing a full integration of renewable energies.

Keywords: Synchronous condenser, short-circuit power, inertia, RoCoF, islanded grid, renewable penetration.

1. Introduction

The transition towards new, cleaner energies, being so rapid, requires an integration on the part of the electrical systems, which are limiting its use for safety reasons. This is aggravated in the case of isolated systems with low power, since it limits their regulation capacity and their ability to withstand possible faults that may occur. In La Palma, the increase in renewable generation results in less inertia in the system and therefore makes it more sensitive to the differences between generation and demand.

The main problems of the system, which are heightened by the increase in renewable energies, are the lack of inertia, causing the rate of change of frequency (RoCoF) to be very high under imbalances, leading to load shedding. Secondly, and being less important, the short-circuit power at the bus where all the synchronous power is generated, which, following the Short Circuit Ratio analysis, is close to the limits. Lastly, there is a grid design problem, since a large part of the renewable energy cannot be integrated into the mix because the greater the renewable penetration, the lower the power factor of the lines.

2. Definition of the project

The project deals with the analysis of the La Palma system, which is an isolated and small system that presents problems (lack of inertia, short-circuit power close to the limits, and low penetration of renewable energies due to very low power factors).

The objective of the project is to design a system as similar as possible to the current La Palma system, to study the main problems the system is experiencing, and to see the improvement that the incorporation of a synchronous condenser into this system would represent. To this end, many aspects will be evaluated, such as, for example: the direct-current load flow, the power factors of the lines, the short-circuit power, the fault currents, the SCR (Short Circuit Ratio), the system inertia, RoCoF, and the critical fault clearing time. All this will provide fundamental values to assess the state of the system and the improvement in it thanks to the incorporation of the synchronous condenser.

All these analyses will be carried out theoretically and some of them practically, with the help of applications such as PSS/E and MATLAB with PSAT.

3. Description of the model

The electrical system grid of La Palma will be modelled with 5 buses, to which a sixth will later be added, where the synchronous condenser will be located. Of these buses, three of them belong to the transmission grid; each of these three buses represents the areas of highest demand on the island, being: Bus 2 (Valle de Aridane, west of the island), Bus 4 (Santa Cruz de La Palma, east of the island), and Bus 5 (San Andrés, north of the island). These buses are connected by the transmission grid, two doubled lines (two different cables for the same destination) in simplex configuration and with LA-180 conductor at 66 kV, running from Valle de Aridane to Santa Cruz and from Santa Cruz to San Andrés.

Generation is concentrated mainly at two points. The first and most important is the Los Guinchos Thermal Power Plant, which acts as the balance of the system (swing); with its twelve generators it supplies practically all the energy demand of the island. It is connected through a 160 MVA, 66/10.5 kV transformer to the Santa Cruz bus. On the other hand, connected through a 16 MVA, 66/20 kV transformer is the aggregation of all the renewable energy of the island. This is because the greater part of the renewable generation occurs in the southwest of the island. This generation, being based on power electronics, does not provide inertia.

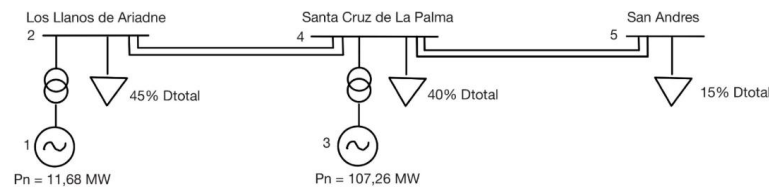


Ilustración 4: La Palma's power grid

Following the load flow study, it is decided that the synchronous condenser is connected at the Los Llanos de Aridane substation through a 20 MVA, 66/20 kV step-up transformer. This synchronous condenser has the following functions: controlling the system voltages, supplying and consuming reactive power, providing short-circuit power, and giving inertia to the system. All of this will favour the penetration of renewables and will make the system a safer and more efficient one, while also being more economical.

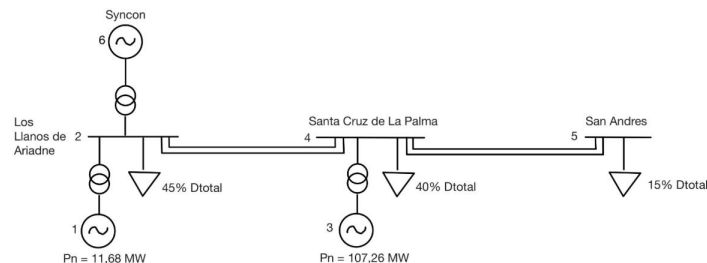


Ilustración 5: Electrical model of the La Palma system after the incorporation of the SynCon

4. Results

The studies carried out confirm that the installation of the 15 MVA synchronous condenser at the Los Llanos de Aridane substation resolves the three deficiencies identified in the grid.

Regarding the short-circuit power, an increase is obtained at all the buses of the system, the condenser bus being the most robust one.

Nudos	Scc (sin Syncon)	Scc (con Syncon)	ΔScc	[MVA]
1.- Renovables	167,89	173,03	3,06%	
2.- Valle de Aridane	386,94	445,06	15,02%	
3.- Los Guinchos	739,61	787,03	6,41%	
4.- Santa Cruz de La Palma	500,29	552,6	10,46%	
5.- San Andrés	345,7	369,41	6,86%	
6.- Compensador Síncrono	-	227,24	No aplica	

Regarding the dynamic analysis, the synchronous condenser reduces the rate of change of frequency (RoCoF) from 2.31 Hz/s to 0.77 Hz/s, allowing operation with 3 generators in a much safer way. On the other hand, it increases the critical time until the loss of synchronism to 438 ms, providing the opportunity to assist the backup protections.

In addition, it increases the renewable power integration capacity by more than 5 MWh on average per day, making the system less polluting and safer.

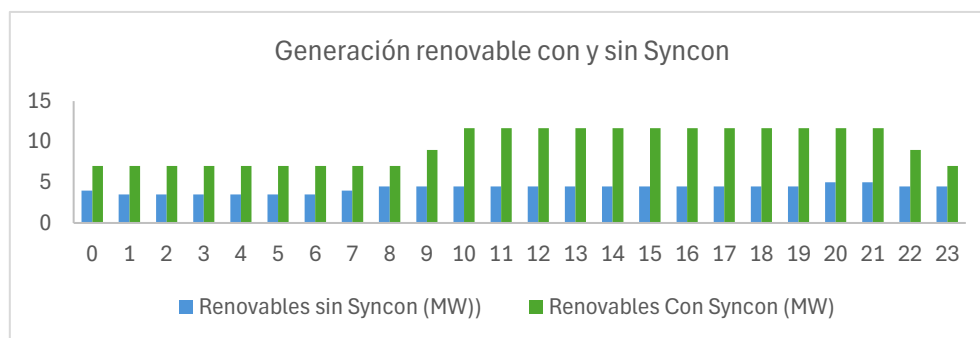


Ilustración 6: Increase in renewable generation thanks to the SynCon

In steady state, the condenser corrects the power factor during the periods of maximum photovoltaic generation, in which it would degrade notably in the Los Llanos–Santa Cruz corridor.

Finally, the economic study indicates a net present value (NPV) of €39.7M and a modified internal rate of return (MIRR) of 10.6%, with an investment payback period of 7 years.

5. Conclusions

The installation of the synchronous condenser strengthens the system (greater short-circuit power), provides more dynamic stability (more inertia), and allows an increase in renewable penetration that is cheaper and better for the environment.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Contexto: Sistemas eléctricos insulares, La Palma	6
1.2 Motivación	7
1.3 Objetivos del proyecto.....	9
1.4 Estructura de la memoria.....	10
Capítulo 2. Estado del arte	11
2.1 Compensador Síncrono: principio de funcionamiento y rol en la red	11
2.2 Inercia, RoCoF y servicios de red en sistemas con alta electrónica de potencia	12
2.3 Marco normativo	14
2.4 Soluciones alternativas	15
Capítulo 3. Modelo desarrollado.....	17
3.1 Objetivos y especificación del estudio	17
3.2 Modelado de la red	19
3.3 Diseño del compensador síncrono.....	40
3.4 Implantación numérica	69
Capítulo 4. Análisis de resultados.....	72
4.1 Flujo de cargas en régimen permanente	72
4.1.1 Flujo de cargas en régimen permanente (caso sin Syncon)	72
4.1.2 Elección del punto de conexión del Syncon.....	79
4.1.3 Flujo de cargas en régimen permanente (caso con Syncon).....	83
4.2 Estudio de cortocircuito.....	86
4.3 Estudio de la inercia del sistema	106
4.4 Estudio dinámico	114
4.4.1 Caso sin Syncon.....	115
4.4.2 Caso con Syncon.....	119
Capítulo 5. Estudio económico	124
5.1 Hipótesis y metodología.....	124
5.2 Inversión y costes de operación.....	125
5.3 Resultados e indicadores	128

Capítulo 6. Conclusiones.....	134
6.1 Conclusiones sobre los resultados.....	134
6.2 Recomendaciones y líneas futuras.....	136
Capítulo 7. Bibliografías	137
ANEXO: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	139
ANEXO I: Español.....	140
ANEXO I: English.....	142

Índice de figuras

Figura 1: Líneas de transporte de AT de La Palma	19
Figura 2: Instalaciones de generación a mayo de 2025	20
Figura 3: Potencia media demandada entre 2021 y 2025	23
Figura 4: Modelo del sistema eléctrico de La Palma.....	24
Figura 5: Márgenes de tensión “BOE 11 DIC 2019”	29
Figura 6: Esquema del soporte Milano y sus dimensiones.....	30
Figura 7: Características de los diferentes conductores de aluminio	33
Figura 8; Modelo de pi de la línea Los Llanos-Santa Cruz	37
Figura 9: Modelo de pi de la línea Santa Cruz-San Andrés	37
Figura 10: Sistema para el análisis de la falta	51
Figura 11: Sistema puesto en secuencia directa, inversa y homopolar	53
Figura 12: Sistema en falta puesto en secuencia directa, indirecta y homopolar	55
Figura 13: Simplificación de la máquina síncrona	63
Figura 14: Diagrama fasorial del compensador en caso de generar Q	65
Figura 15: Diagrama fasorial del compensador en caso de consumir Q	65
Figura 16: Curva de capacidad del compensador síncrono	66
Figura 17: Modelo eléctrico de la isla de La Palma	72
Figura 18: Grafico de la demanda y generación de La Palma por hora	77
Figura 19: Fdp vs generación renovable.....	78
Figura 20: Fdp vs generación renovable cumpliendo la restricción del fdp.....	78
Figura 21: Porcentaje de penetración de las renovables.....	79
Figura 22: Conclusión del flujo de cargas con el Syncon en el nudo 2.....	81
Figura 23: Conclusión del flujo de cargas con el Syncon en el nudo 4.....	82
Figura 24 Conclusión del flujo de cargas con el Syncon en el nudo 5.....	82
Figura 25: Modelo final del sistema eléctrico de La Palma con el Syncon.....	83
Figura 26: Grafico de la demanda y generación de La Palma.....	84
Figura 27: Penetración de las renovables con el compensador síncrono	84
Figura 28: Factor de potencia vs generación renovable	85

Figura 29: Generación renovable y la generación del Syncon	86
Figura 30: Modelo del sistema eléctrico de La Palma.....	87
Figura 31: Modelo del sistema eléctrico de La Palma con el compensador síncrono	89
Figura 32: Esquema de la falta bifásica.....	98
Figura 33: Esquema de la falta monofásica.....	99
Figura 34: Esquema de falta bifásica.....	100
Figura 35: Esquema de falta monofásica.....	101
Figura 36: Esquema de falta bifásica.....	102
Figura 37: Esquema de falta bifásica.....	102
Figura 38: Esquema de falta bifásica.....	104
Figura 39: Esquema de falta monofásica.....	104
Figura 40: Esquema de La Palma en PSAT	116
Figura 41: Representación del criterio de áreas para el caso estudiado	119
Figura 42: Generación Renovable sin compensador síncrono sin bajar de un fdp de 0,85129	
Figura 43: Comparación de la penetración de renovables con y sin Syncon	130

Índice de tablas

Tabla 1: Comparación de las tecnologías propuestas para La Palma.....	16
Tabla 2: Factores de Potencia por central regulados	21
Tabla 3: Potencia Aparente Instalada en las islas.....	21
Tabla 4: Potencia Activa instalada en las islas	22
Tabla 5: Potencia Reactiva instalada en las islas.....	22
Tabla 6: Tabla de incremento de inercia en función de R y w	47
Tabla 7: Aislamientos de la maquina	58
Tabla 8: Parámetros de los transformadores	70
Tabla 9: Parámetros de las líneas	70
Tabla 10: Parámetros de los Guinchos	70
Tabla 11: Parámetros de la central renovable.....	71
Tabla 12: Parámetros del compensador síncrono	71
Tabla 13: Tipos de nudo en La Palma	73
Tabla 14: Datos base del sistema para el cálculo del fcdc.....	75
Tabla 15: Datos de los nudos de generación	80
Tabla 16: Comparación de la potencia de cortocircuito con Syncon y sin él.....	91
Tabla 17: Calculo SCR sin el compensador síncrono	92
Tabla 18: Calculo de SCR con compensador síncrono	93
Tabla 19: Intensidades de cortocircuito antes y después del compensador síncrono	96
Tabla 20: Comparación de las faltas en los diferentes nudos.....	105
Tabla 21: Potencia e inercia en función de los grupos conectados	107
Tabla 22: Distintas opciones de operación	109

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO: SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES, LA PALMA

Los sistemas eléctricos en territorios insulares, islas, son bastante diferentes y tienen distintas características con respecto a los sistemas grandes, interconectados. En este caso, los sistemas de las islas son bastante diferentes al de la península. En el caso de las islas, son sistemas más pequeños y aislados. Esto es debido a que están muy lejos de los grandes sistemas a los que interconectarse. Debido a esto, los sistemas insulares deben garantizar la estabilidad del sistema y el equilibrio generación demanda por sí mismos. Además de ser más débiles, son de menor tamaño por lo que en caso de que suceda una perturbación (la pérdida de un grupo, un deslastre de una carga...) serán, en proporción, mayores que en el sistema peninsular por lo que las variaciones de frecuencia y de tensión serán mucho mayores.

La isla de La Palma, en el archipiélago de las Islas Canarias, situada al noroeste de Tenerife, es un ejemplo perfecto para ver estos problemas de los sistemas insulares. El corazón de su sistema está formado por dos líneas de transporte de 66 kV que unen las principales zonas de consumo de la isla (este-oeste, este-norte). Esta demanda que se divide principalmente en 3 puntos, esta generada prácticamente en su totalidad por la central térmica de Los Guinchos, situada en el este de la isla, que actúa como nudo swing de la isla. A lo largo de los años, ha ido instalándose generación renovable (eólica sobre todo y fotovoltaica), llegando hasta los casi 12 MW que existentes actualmente. Estas pequeñas centrales están situadas por toda la isla, pero se concentran sobre todo en el oeste de esta.

La transición hacia generación más renovables que están llevando a cabo en la isla, para reducir la dependencia en los combustibles fósiles y disminuir así la contaminación de la atmosfera, introduce nuevos problemas en la operación de este sistema. Estos problemas son más severos al ser un sistema insular. La generación renovable, está basada en la electrónica

de potencia mientras que la combustión se basa en campos inducidos en generadores/alternadores síncronos, muy grandes, acoplados síncronamente con la red. El concepto de la inercia viene de la energía cinética que tiene la máquina rotatoria por estar girando. Al ser grandes y pesadas, en caso de que el sistema se acelere, estas máquinas, como cuesta bastante trabajo acelerarlas y decelerarlas, limitan la velocidad en la que varía la frecuencia (RoCoF), dando más tiempo para que puedas compensar el sistema o que actúen las protecciones. Debido a esto, las energías renovables basadas en electrónica de potencia en vez de máquinas rotativas no aportan inercia al sistema, haciendo que sea más volátil. Con respecto a los grupos de generación más tradicionales, la generación renovable, casi no contribuye a la potencia de cortocircuito, no da inercia y hasta ahora, debido al incidente del 28/04/2025, no podía participar en el control de potencia reactiva de la red (ahora si pueden, pero el control que ejerce es mínimo comparado con las máquinas rotativas).

En conclusión, a medida que el sistema de La Palma, vaya pasando a generación menos contaminante va a ir perdiendo propiedades de la red (inercia, potencia de cortocircuito, control de tensiones...) que son fundamentales para la robustez y estabilidad del sistema eléctrico.

1.2 MOTIVACIÓN

El análisis del sistema eléctrico de La Palma permite destacar tres principales problemas concretos que motivan el estudio de este trabajo, que ahora mismo, están impidiendo la máxima penetración de la generación renovable.

Bajo factor de potencia:

El principal problema que está sucediendo en la isla, es la concentración de casi toda la generación renovable en el lado noroeste, esto nos crea un problema de control de tensiones, ya que cuando hay mucha energía renovable generando, la potencia necesitada en ese nudo es casi exclusivamente reactiva, esto afecta gravemente al factor de potencia de las líneas llegando en casos críticos hasta un $\cos \varphi \approx 0,5$, muy alejados de los factores de potencia

ideales (0,85-0,95). Esto es un problema muy grave para la red debido a que, al necesitar más potencia reactiva, necesitas más potencia total por lo que las pérdidas son mayores y el rango de carga de la línea se satura más rápido. También, al haber menores factores de potencia, hay más potencia aparente por las líneas por lo que en última instancia se traduce en más intensidad, este aumento intensidad aumenta la caída de tensión en esa línea, generando problemas de control de tensiones.

Potencia de cortocircuito:

La potencia de cortocircuito (S_{cc}) y la relación de cortocircuito (SCR) son dos indicadores claves para ver si la red es robusta o no. Para tener un sistema estable y robusto se necesita unas potencias de cortocircuito altas, que mantendrán la estabilidad de las tensiones cuando haya perturbaciones en el sistema. La adición de un compensador síncrono a este sistema insular, ayuda a aumentar estas potencias de cortocircuito haciendo un sistema más seguro y robusto.

Baja inercia ante alta penetración renovable.

La inercia, como ha sido explicado anteriormente, viene generada por la rotación de las grandes y pesadas máquinas síncronas, que están conectadas a la red girando ambas con la misma frecuencia. Una mayor inercia implica mayor seguridad ya que es más “peso” conectado a la red con lo que mover la frecuencia resultara más complicado. La variación de la frecuencia (RoCoF) es inversamente proporcional a la inercia, a mayor inercia, menor RoCoF, más seguro, y viceversa. Los generadores renovables no aportan esa inercia por lo que al conectarlos estaríamos perdiendo seguridad en caso de tener una perturbación en la frecuencia.

Si se juntan estas debilidades, se llega a la conclusión de que el desplazamiento de la generación hacia generación renovable está haciendo el sistema más inseguro. Dando lugar a una menor integración de la energía renovable.

Ante todos estos problemas, se llega a la conclusión de que la adición de un compensador síncrono a la red de La Palma, podría ser la solución para la mayor seguridad e integración de las energías renovables en la red.

El compensador síncrono opera siempre en vacío y se encarga de consumir o generar solo potencia reactiva de forma que este consumo o generación ayude a la red en esos 3 puntos vistos. Aporta potencia reactiva para poder aumentar los factores de potencia de la línea, al ser una máquina síncrona, aporta más potencia de cortocircuito y por último, al estar girando en sincronismo con la red y ser muy pesada, aporta grandes cantidades de inercia al sistema.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es el diseño de un compensador síncrono y el análisis de la integración de este al sistema eléctrico de La Palma para la solución o mejora de los problemas de este sistema insular aislado.

Los objetivos son los siguientes:

- Seleccionar y modelar el sistema eléctrico de La Palma, estableciendo los nudos, transformadores, líneas y perfiles de demanda.
- Diseñar el compensador síncrono, determinando sus parámetros eléctricos, su curva de capacidad y sus características físicas de forma de que cumpla con los requisitos necesarios
- Estudio de la potencia de cortocircuito y su variación al añadir el compensador síncrono a la red.
- Determinar la inercia máxima y mínima del sistema, y la aportación que hace el compensador síncrono ante pérdidas de generación...
- Realizar un estudio dinámico para ver el comportamiento del sistema con y sin compensador para ver el verdadero impacto
- Evaluar la viabilidad económica

1.4 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

La memoria se va a organizar en los siguientes capítulos:

Después de esta introducción llegara el Capítulo 2 donde hablaremos del estado de la técnica, describiendo cómo funciona el compensador síncrono, los conceptos de inercia, RoCoF y el marco normativo que afecta al estudio, viendo también posibles alternativas existentes. Posteriormente, viene el Capítulo 3, donde se verán el desarrollo y el modelado de la red eléctrica junto con el diseño del compensador síncrono y su implantación al sistema. En el Capítulo 4 se tratarán los resultados de la adición del compensador síncrono a la red, analizando los cambios, las conclusiones se verán reflejadas en el penúltimo capítulo (Capítulo 6) que trata sobre las conclusiones del trabajo. En el Capítulo 5, se hará el estudio económico para ver si es rentable o no la adición del compensador. Por último, en el Capítulo 7 se encuentra la biografía y después de esta, los anexos.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 COMPENSADOR SÍNCRONO: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y ROL EN LA RED

El compensador síncrono es una máquina síncrona, como su nombre indica, esto significa que opera en sincronismo con la red, con la misma frecuencia. La principal característica de estos compensadores es que solo generan potencia reactiva (Q , MVar) y no generan casi potencia activa, solo la necesaria para cubrir pérdidas. Su rotor gira en vacío, no tiene nada conectado al eje mecánico, por eso solo puede intercambiar potencia reactiva con la red.

El control del compensador síncrono se realiza mediante la corriente de excitación. Cuando la maquina pasa a excitaciones mayores, genera potencia reactiva que va directamente a la red, comportándose como un condensador. Sin embargo, si la corriente de excitación es menor, absorbe potencia reactiva de la red comportándose como una reactancia. La capacidad que tiene el compensador de variar la corriente de excitación habilita a la maquina a realizar un control de tensión ya que puede absorber o generar reactiva de forma regulable (control de tensión por compensación de reactiva).

Los compensadores síncronos además del control de la tensión tienen otras características muy interesantes. Las dos capacidades mas notorias que tiene el compensador síncrono con respecto a otros equipos que se conectan a la red son: la primera, la potencia de cortocircuito, debido reactancias internas que tiene que colaboran a hacer un sistema mas firme y robusto, eléctricamente hablando. En segundo lugar, al ser una máquina rotativa de masa no despreciable comparada con la red, es capaz de almacenar energía cinética de tal forma que al estar conectada a la red aporta inercia, haciendo de este sistema un sistema con menos oscilaciones cuando hay perturbaciones, por lo que, más seguro.

Estas tres principales características (inercia, potencia de cortocircuito y control de tensión) son los principales motivos que justifican la adición de un compensador en sistemas eléctricos poco estables y menos robustos debido a la alta integración de energías renovables.

Actualmente, debido a la tendencia de estos últimos 15 años, las energías renovables cada vez tienen mas peso en el sistema eléctrico global. Esto se esta consiguiendo mediante la reducción de generación por parte de maquinas síncronas convencionales. Esta reducción conlleva varios peligros (como ya se pudo ver con el incidente eléctrico el año pasado), mucha volatilidad de la frecuencia, redes menos robustas y falta de control de tensión... Por eso tecnologías como los compensadores síncronos están cogiendo cada vez más relevancia.

En los últimos años ha empezado a desplegarse estos sistemas renovables. Por ejemplo, en Reino Unido, el operador del sistema ingles ha contratado dos instalaciones a la compañía ABB en Liverpool [1] para dar exclusivamente inercia al sistema y recuperar la estabilidad perdida. También ha habido instalaciones en las Islas Feroe [1] con el objetivo de llegar a una generación 100% renovable. Además, Red Eléctrica adjudico la construcción de cinco compensadores síncronos en las islas Baleares y las islas Canarias [2]. Estos precedentes nos confirman el aumento de interés por los compensadores síncronos como refuerzo que ira desarrollándose de la mano con la creciente generación renovable.

2.2 INERCIA, RoCoF Y SERVICIOS DE RED EN SISTEMAS CON ALTA ELECTRÓNICA DE POTENCIA

La frecuencia es uno de los parámetros más importantes del sistema eléctrico. Refleja el equilibrio de demanda y generación en el sistema. Cuando la generación y la demanda coinciden, la frecuencia se mantiene estable en su valor nominal (en España 50 Hz). Si ocurre un desequilibrio, como por ejemplo una desconexión de un grupo generador, la frecuencia cambia, el valor de este cambio y la rapidez inicial con la que cambia es muy importante porque en caso de ser muy severos podrían desencadenar la actuación de protecciones y un súbito apagón general. La inercia del sistema es el principal valor que controla la velocidad

del cambio de frecuencia en los instantes iniciales. A mayor inercia, menos variación y más seguridad.

El concepto de la inercia viene de la energía cinética almacenada en las grandes masas que giran acopladas en sincronismo con la red (rotores de los generadores síncronos y las turbinas). Ante un desequilibrio de generación, estas máquinas se frenan cediendo parte de su energía cinética para suplir esa falta de generación, lo que en ultima instancia se traduce a una bajada de frecuencia. Si en vez de una falta de generación hay un exceso, las máquinas se aceleran para absorber esa energía sobrante, aumentando la frecuencia del sistema. Esto sucede de manera instantánea sin ningún control. La magnitud que mide este cambio de frecuencia en los instantes iniciales es el RoCoF (Rate of Change of Frequency), tasa de variación de la frecuencia. Ante un desequilibrio, cuanto mayor sea la inercia más margen de tiempo va a tener la regulación primaria para actuar sin que salten las protecciones por haber alcanzado valores peligrosos de frecuencia.

Los generadores renovables que están conectados a la red están conectados mediante electrónica de potencia, al no tener nada girando, no pueden aportar esa energía cinética por lo que no tienen inercia. A medida que el mix de generación se vaya desplazando hacia generación renovable, se ira perdiendo esa parte de inercia que hará que la frecuencia del sistema sea más volátil, más peligrosa. Este fenómeno se acentúa en los sistemas aislados y mas pequeños como son los insulares. Al tener menos demanda, la potencia es suministrada prácticamente en su totalidad por una misma central, si sucede algún tipo de problema en esa central, no tienes inercia suficiente para hacer frente al desajuste por lo que el sistema acaba poniéndose en peligro.

Frente a este problema, además se quiere pasar en las islas a un mix mas renovable, acentuando mas si se puede el problema de inercia que tenían ya antes. Por eso los sistemas eléctricos modernos tienen que dar mas servicios a la red como: soporte de la tensión mediante el consumo/generación de potencia reactiva, contribución de potencia de cortocircuito y aporte de inercia entre otros. De este modo, debido al cambio de mix se

acentúa la necesidad de los compensadores síncronos conectados a la red para suplir estos tres problemas existentes en la actualidad.

2.3 MARCO NORMATIVO

En los sistemas no peninsulares la operación esta sujeta a un marco normativo, que es diferente con respecto al de la península. Este es el SENP [3] (sistemas eléctricos no peninsulares). Este marco se encarga de establecer los requisitos que son necesarios para que es sistema sea un sistema eléctrico estable, seguro y de calidad. Resulta ser mucho mas exigente que el peninsular dado que al ser sistemas aislado y más pequeños las consecuencias de las perturbaciones son mayores.

Este marco habla de las tensiones de los nudos de la red de transporte y de la reserva de generación. Fija los márgenes admisibles para que en caso de tener alguna perturbación se pueda cumplir el criterio N-1. También en el criterio de la reserva de potencia, tiene que ser ampliar para poder cumplir con las posibles contingencias y tener un margen consistente preparado para todos los momentos.

En cambio, para la respuesta en frecuencia, los criterios vienen dados por la Resolución del 16 de enero de 2024 (BOE-A-2024-1858) [4] que establece los diferentes umbrales de frecuencia. También establece a partir de que frecuencias se ejecutaran los deslastres de carga y el tiempo que tardaran. Por último, establece los valores de RoCoF a partir de los cuales las protecciones y activaciones del deslastre de carga empezaran a saltar para proteger al sistema. Estos umbrales afectan claramente a la inercia del sistema y forman los criterios de inercia que es necesario tener en el sistema.

El conjunto de estas dos normas define el marco global por el cual se justifica la adición del compensador síncrono. Este compensador deberá hacer posible el funcionamiento de la red bajo estos criterios en todo momento dando robustez, control de la frecuencia y de la tensión que son requeridos.

2.4 SOLUCIONES ALTERNATIVAS

Las debilidades que tienen que cubrir las soluciones alternativas para hacer más seguro el sistema eléctrico de La Palma son: más inercia, mas potencia de cortocircuito y control de la tensión.

A continuación, se expondrán las principales tecnologías que nos podrían aportar para solucionar los problemas de la red:

Compensador síncrono estático (STATCOM):

Los STATCOM son dispositivos basados en electrónica de potencia que son capaces de aportar y absorber la potencia reactiva de forma rápida para poder participar como soporte en el control de la tensión. Al estar basados en electrónica de potencia no pueden aportar inercia al sistema y la potencia de cortocircuito que aportan a los nudos es mínima, por lo que solo resuelven el problema de la tensión.

Sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS):

Las baterías permiten gestionar la potencia activa, desplazando el consumo hacia los valles (generalmente lo desplazan a la noche) haciendo que se aplane la curva. A parte, mediante un control de frecuencia pueden aportar “inercia sintética”, pero no es una consecuencia sino un control que depende de la potencia que tengas almacenada en las baterías. Al igual que el STATCOM, no aportan casi potencia de cortocircuito y, además, su utilidad depende de los ciclos de carga y descarga, que es un factor muy importante a tener en cuenta.

Convertidores formadores de red (grid-forming):

Estos convertidores representan un gran avance en la tecnología de la electrónica de potencia ya que simulan el comportamiento de una maquina síncrona, proporcionando control de tensión y respuesta a las variaciones de la frecuencia sin necesidad de tener una red firme previamente. Sin embargo, es una tecnología que está en proceso de maduración y

normalización. Por otro lado, la potencia de cortocircuito sigue estando limitada al ser electrónica de potencia

Compensador síncrono:

Frente a las tres alternativas anteriormente presentadas, el compensador es el único que cumple las tres condiciones requeridas por el sistema de La Palma. Aporta inercia, aporta a la potencia de cortocircuito y participa en el control de la tensión regulando el consumo/generación de potencia reactiva. Como se ha visto es una tecnología madura y ya conocida por todo el mundo.

En resumen:

Tecnología	Control de Tensión	Sc	Inercia	Madurez
STATCOM	Si	No	No	Alta
BESS	Limitado	No	Sintética (limitada)	Alta
Grid-forming	Si	Limitada	Si (Emulada)	Baja
SYNCON	Si	Si	Si	Alta

Tabla 1: Comparación de las tecnologías propuestas para La Palma

Viendo esta tabla, podemos llegar a la conclusión de que la única tecnología que cumple todos los criterios que hemos usado (inercia, potencia de cortocircuito y control de tensión) con la suficiente madurez es el compensador síncrono (SYNCON). Las demás tecnologías aportan a la solución de los problemas de la isla, pero no a todos por eso la única solución viable es el compensador síncrono.

Además, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha aprobado la instalación de un compensador síncrono de 10 MVar e La Palma, ubicado en Fuencaliente, el sur de la isla [5]. Esta instalación ha sido justificada por el aumento de la resiliencia de la red eléctrica.

Capítulo 3. MODELO DESARROLLADO

3.1 OBJETIVOS Y ESPECIFICACIÓN DEL ESTUDIO

En este capítulo se trata de describir el modelo que se desarrollara para el análisis y la implementación del compensador síncrono en la isla de La Palma. Antes de detallar el modelado de la red y el del compensador síncrono se exponen los objetivos, criterios e hipótesis de partida del estudio de la implementación de un condensador eléctrico.

Objeto de estudio:

El objetivo de este trabajo es determinar si la adición de un compensador síncrono permite reforzar la red de la isla en los puntos críticos que hemos identificado antes (control de tensión, potencia de cortocircuito e inercia). En consecuencia, a estos cambios, el mix de generación de la isla podrá realizar un cambio hacia una parte mucho más renovable. Para esto construiremos un modelo de la red que intentara reproducir lo más fielmente el comportamiento actual de la red tanto en régimen permanente como luego en régimen dinámico para comparar el funcionamiento del sistema con y sin compensador síncrono

Criterios de evaluación del sistema:

Para hacer el estudio de las soluciones para ver si sirven o no se evaluarán distintos requisitos establecidos por la normativa de operación en sistemas insulares. Los resultados para ser considerados validos deben quedarse dentro de los rangos admitidos por esta normativa tanto en condiciones normales como en condiciones de perdida de algún elemento o falta (criterio N-1). Para evaluar la robustez de la red, se estudiarán y analizarán las potencias de cortocircuito en los distintos nudos. En lo relativo a la generación dinámica, el sistema debe disponer de inercia suficiente para que cuando haya algún desvío en el equilibrio generación demanda, la velocidad de variación de la frecuencia en los instantes iniciales quede dentro

de los valores que se especifican en el BOE para evitar posibles deslastres de cargas y activaciones de protecciones.

Escenarios de operación:

En este apartado, hay que tener en cuenta que el funcionamiento de la red está ligado al punto de operación de esta. Por eso, en este trabajo, el estudio no se parará en escenarios base o nominales, sino que se prestará especial atención a los escenarios críticos. Entre ellos se puede ver: valle de demanda con máxima penetración de renovable y mínima generación síncrona, este caso es de vital importancia porque nos mostrara el escenario más crítico de inercia. Estos escenarios los iremos sacando del perfil real de la demanda de la isla sacado de la base web de ESIOS.

Hipótesis de partida:

Para las hipótesis de partida del trabajo se verán las siguientes: La red se representará con cinco nudos, al que posteriormente se le añadirá el nudo del compensador síncrono. Tres de estos nudos formaran la red de transporte que en La Palma es de 66 kV, estos tres nudos recogen las mayores zonas de demanda de la isla el oeste, el este y el norte. Para la generación renovable la trataremos de forma agregada ya se encuentra en gran parte junta en el oeste de la isla. En La Isla, la central de mayor tamaño, la central de Los Guinchos será nuestro nudo swing ya que es la única central térmica que hay en la isla será la del nudo de referencia. Por último, las impedancias de la línea calcularan de la forma mas fidedigna posible a la realidad mientras que el perfil de la demanda será sacado de la realidad.

Herramientas empleadas:

Este trabajo se basa en distintas herramientas de cálculo dependiendo de la naturaleza del análisis: el cálculo del flujo de cargas y el estudio dinámico de la red se realizarán con software específico para ambos que será explicado detalladamente en el apartado correspondiente. El resto de los cálculos y resultados serán hechos a mano.

3.2 *MODELADO DE LA RED*

La Palma es una de las Islas Canarias, situada al Noroeste de Tenerife, infraestructuralmente hablando se encuentra aislada, ya que prácticamente no tiene interconexiones con las otras islas.

Para el modelado de la red de transporte de la isla, se construirá alrededor de las dos principales líneas de tensión, estas líneas están sacadas de los datos colgados en la página del sistema eléctrico opendata [6]. En La Palma para la red de transporte hay principalmente dos líneas, estas líneas conectan Los Llanos de Aridane (Oeste de la isla) con Santa Cruz de La Palma (Este de la isla) de 15,404 km y Santa Cruz de la Palma con San Andrés y Sauces (Norte) de 18,909 km de distancia. Ambas son de 66 kV, este valor es razonable debido a que la tensión de transporte de la isla es menor que en la península debido a que las distancias son menores y la potencia demanda es bastante menos que en la península.



Figura 1: Líneas de transporte de AT de La Palma

Ahora que se ha visto la distribución de las líneas de transporte se procederá con el estudio de la generación, las potencias nominales de la isla.

En La Palma, la generación, como se puede ver en la segunda imagen, esta distribuida de la siguiente manera [7]:

- Cinco parques eólicos (aunque no se aprecie bien en la foto) de una potencia nominal total de 7MW concentrados principalmente en el sur
- Alrededor de 30 plantas fotovoltaicas de potencias nominales pequeñas (la más grande es de potencia nominal de 1MW instalado) que suman un total de 4,38 MW, se sitúan principalmente cerca de las grandes zonas residenciales e industriales de la isla
- Una central hidráulica de 0,3 MW en el norte de la isla
- Una central térmica: La Central térmica de Los Guinchos, propiedad de Endesa. Situada al este de la isla, en la Breña Alta, a unos pocos kilómetros de la capital de la isla, Santa Cruz de La Palma. Esta central concentra la mayor parte de la potencia instalada de la isla con una potencia nominal de 107,26 MW que son la suma de una turbina de 22,5 MW y 11 motores

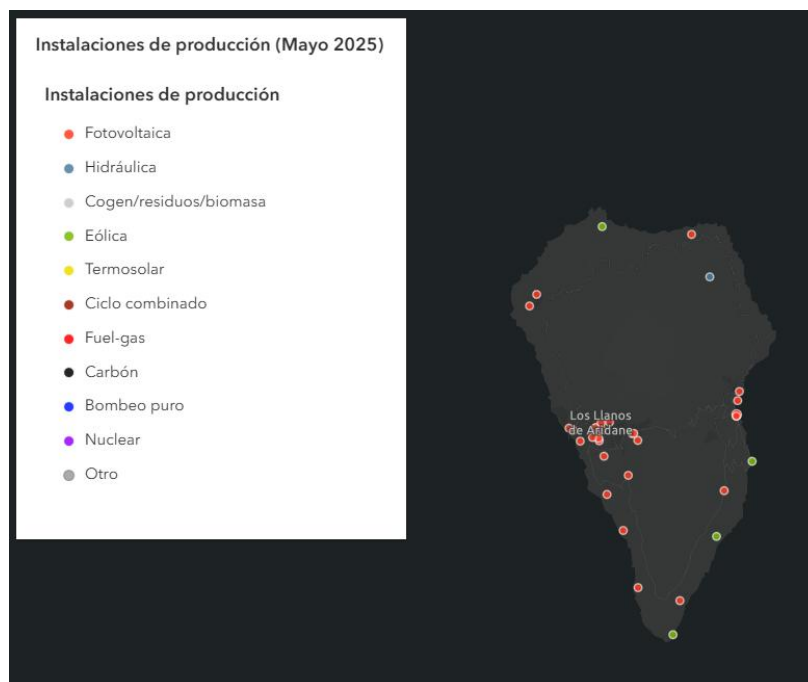


Figura 2: Instalaciones de generación a mayo de 2025

La isla tiene una potencia nominal total instalada de 118,94 MW de potencia activa.

Para el cálculo de la potencia aparente y de la potencia reactiva nominales de la isla se considerarán las siguientes restricciones del factor de potencia en función de las centrales. Las centrales eólica y fotovoltaica no participan en el control de tensión en parte porque no son capaces de generar potencia reactiva y por eso se tiene en cuenta que tienen factor de potencia 1

factor de potencia	
Central Térmica	0,85
Hidráulica	0,85
Eólica	1
Fotovoltaica	1

Tabla 2: Factores de Potencia por central regulados

Una vez estimados los factores de potencia y la potencia nominal del sistema ya se podrán calcular las diferentes potencias nominales del sistema y de las centrales que lo forman.

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad \& \quad Q = S * \sin \varphi$$

Sustituyendo en estas fórmulas y con los datos de antes se obtendrán los siguientes resultados de potencias.

Potencia Aparente Instalada (MVA)	
Central Térmica	126,19
Hidráulica	0,35
Eólica	7
Fotovoltaica	4,38
Total	137,92

Tabla 3: Potencia Aparente Instalada en las islas

Potencia Activa Instalada (MW)	
Central Térmica	107,26
Hidráulica	0,3
Eólica	7
Fotovoltaica	4,38
Total	118,94

Tabla 4: Potencia Activa instalada en las islas

Potencia Reactiva Instalada (MVar)	
Central Térmica	66,47
Hidráulica	0,19
Eólica	0,00
Fotovoltaica	0,00
Total	66,66

Tabla 5: Potencia Reactiva instalada en las islas

Con toda la potencia instalada simulada, se puede ver que el 90,18% de la generación total de la isla es generación No renovable mientras que el 9,82% restante es renovable.

Una vez se ha visto la potencia instalada del sistema se procederá a estudiar la demanda de este. Para el estudio de la demanda se han necesitado los datos históricos de la gráfica de la demanda desde 2021, estos datos han sido sacados de la página web de ESIOS [8]. Los datos de la demanda desde 2021 están separados por franjas de una hora. No se han cogido años anteriores porque a partir del COVID 19 ha habido una tendencia global a aumentar la potencia demandada por lo que es mas representativo estudiarlo del 2021 en adelante. Tras juntar y hacer la media de las potencias consumidas en todo ese tiempo por cada hora este es el resultado:

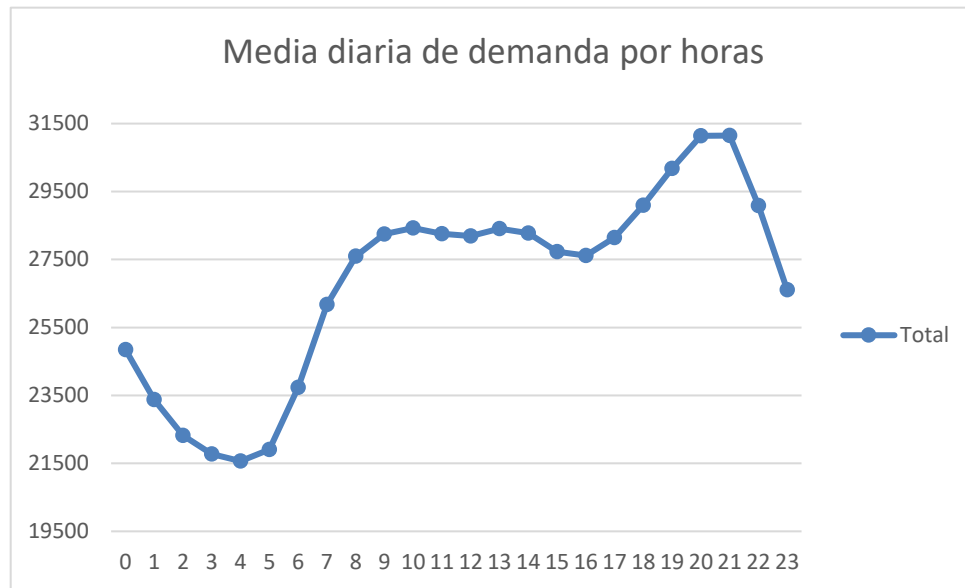


Figura 3: Potencia media demandada entre 2021 y 2025

Como se puede apreciar, la gráfica se caracteriza por un gran valle entre las 11 de la noche y las 7 de la mañana. Esto sucede por la falta de demanda residencial e industrial que ocurre por la noche debido a que la mayor parte de la población en La Palma está descansando y las industrias desconectadas, entonces, solo está consumiendo energía los servicios mínimos de la isla. Por otro lado, se puede ver una meseta de 8 a 16 horas que coincide con la franja de luz solar por lo que el consumo residencial es bajo, pero, como coincide también con el horario laboral el consumo de la industria y el consumo laboral aumenta. Por último, alrededor de las 8 de la noche aparece un pico de demanda causado por la llegada de la noche. A esta llegada de la noche le acompaña la llegada de las familias a sus casas después de trabajar. Esto hace que el consumo residencial de la isla se dispare ya que se junta el consumo residencial e industrial. La grafica de a demanda esta mayoritariamente liderada por el consumo residencial, como se ha podido intuir, por la falta de industria dentro de la isla.

Por otro lado, analizando la gráfica se destacan dos puntos muy interesantes: la potencia máxima de media que es 31,146 MW a las 21 horas y la potencia media mínima que es de 21,566 MW a las 4 horas.

Para calcular la potencia reactiva total del sistema se tendrá en cuenta que el factor de potencia exigido en los puntos de demanda es 0,85, siendo más común que en estos puntos se trabaje a 0,9 (el dato elegido) para dejar un margen de error para curarse en salud y así evitar problemas.

El modelado del sistema se compondrá de cinco nudos, el bus 1 donde se juntará toda la generación renovable, el nudo dos que esta conectado a la red de transporte y representa la demanda del Valle de Aridane, el nudo 3 que representa la generación de la central térmica de Los Guinchos (la mas grande de toda la isla), el nudo cuatro que esta conectado a la red de transporte y representa la capital Santa Cruz de La Palma. Por ultimo el bus 5 representará la demanda del norte de la isla, San Andrés que estará conectado también a la línea de transporte. El ejercicio quedará de la siguiente manera:

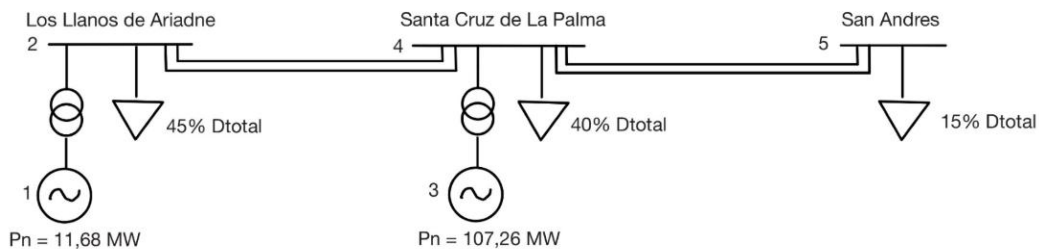


Figura 4: Modelo del sistema eléctrico de La Palma

Bus 1, Generación Renovable:

El bus uno este compuesto por la generación renovable, por la zona de Los Llanos esta la mayor parte de la generación renovable. Al ser un nudo que genera energía controlará la tensión y la potencia entregada por lo que será tipo PV. Esta zona tiene la mayor parte de potencia instalada fotovoltaica y también de la eólica por eso se ha decidido que sea el nudo correspondiente a la generación renovable. Se ha elegido para este bus una tensión de 20 kV ya que suele ser con la que trabajan las renovables en bornes.

La potencia nominal máxima será la suma de toda la potencia renovable en la isla por lo que $P_{max} = 11,68 \text{ MW}$, la potencia mínima será 0 ya que al ser renovables puede haber momentos en los que no estén produciendo nada. $P_{min} = 0 \text{ MW}$

En cuanto a la potencia reactiva, como ya se ha visto, las renovables tienen factor de potencia cercano a 1 por lo que no generaran nada reactiva. Es verdad que tras el incidente eléctrico del 28/04/2025 en España ahora las renovables pueden participar en el control de tensión hasta el año pasado, aunque con el nuevo reglamento se les permite participar un poco en el control de reactiva. Por otra parte, no pueden participar en el control de la potencia y de frecuencia porque no se puede controlar la potencia que entrega una renovable a la red, o entrega todo lo que genera o se desconecta, por eso se considera un estatismo infinito (no participa en la regulación primaria de frecuencia $R_{renovables} = \infty$

Por otra parte, las renovables se conectan a la red mediante convertidores electrónicos de potencia por lo que no tiene sentido hablar de reactancias transitorias y subtransitorias. Las renovables se caracterizan por la impedancia de cortocircuito. En el caso de las faltas, para que no se dañen las maquinas, los convertidores limitan la corriente. La impedancia de cortocircuito suele ser del rango de 0,95 a 1 pu.

En su lugar, la contribución de la fotovoltaica y la eólica a los cortocircuitos se caracteriza mediante una impedancia de cortocircuito X_{cc} . Los convertidores limitan la corriente de falta para no dañarse, de modo que estas instalaciones únicamente aportan del orden de su corriente nominal más un 15 %, sin poder superar dicho valor. Por ello, su impedancia de cortocircuito se sitúa en el rango de 0,95 – 1 pu. En este caso se tomará un valor de $x_{cc} = 1$ pu.

Por último, al no hacer girar máquinas y ser toda la energía generada a través de electrónica de potencia decidimos que tengan una inercia de 0s.

Resumen Generador Renovable

- Tipo de nudo: PV
- $P_{max} - P_{min} = 11,68 \text{ MW} - 0 \text{ MW}$
- $Q_{max} - Q_{min} = 0 \text{ MVar} - (-0 \text{ MVar})$
- Tensión: $V = 20 \text{ kV}$
- Impedancia de cortocircuito: $x_{cc} = 1 \text{ pu.}$
- Inercia $H = 0 \text{ s}$

- Estatismo $R_{renovables} = \infty$

Bus 2, Los Llanos de Aridane

En este bus está conectado, mediante un transformador, el generador de las renovables y, también está conectado a este bus, la demanda de la zona oeste de la isla. Como tiene específicamente definida la potencia que hay demanda es un nudo PQ

Al tener esta parte de la isla la mayor parte de la población y de la industria, principalmente agrícola en esa zona, se ha considerado que este nudo tenga el 45% de la demanda total de la isla, que no ira cambiando en función de la franja horaria.

Para la demanda, al ser puramente residencial y muy poco industrial, se elige un coeficiente de regulación de la frecuencia de la demanda del 1%

Resumen Demanda Los Llanos de Aridane:

- Tipo de nudo: PQ
- Pd: es el 45% de la demanda total
- Qd: es el 45% de la demanda total
- Tensión: $V = 66 \text{ kV}$
- Límites de tensión: $60 \text{ kV (0,91 pu)} - 72 \text{ kV (1,09 pu)}$
- $D = 1\%$

Bus 3, La Central Térmica de los Guinchos

Este bus este compuesto por la principal central de generación de la isla, la central térmica de los Guinchos. Esta central está compuesta por turbinas y motores que pueden generan de potencia activa hasta 107,26MW, para este bus, a diferencia del bus 1, sí que tiene potencia reactiva máxima y mínima.

La potencia máxima reactiva se calcula de la siguiente manera:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{107,26}{0,85} = 126,2 \text{ MVA}$$

$$Q_{max} = S * \sin \varphi = 126,2 * \sin 31,8 = 66,47 \text{ MVar}$$

Sin embargo, a la potencia reactiva mínima que puede consumir no la sabemos calcular, ya que viene definida por la estabilidad estática del generador síncrono. Para este caso, la asignaremos un valor razonable de $Q_{min} = -40 \text{ MVar}$, este valor es porque se está tomando un valor del 60% de la Q_{max} , esto es debido a que por la excitación no puede acercarse a 0 por lo que no puedes llegar a los mismos rangos que en Q_{max} ya que sino perdería el par y el sincronismo y sería peligroso.

Por otro lado, la potencia activa máxima será: $P_{max} = 107,26 \text{ MW}$ y para el valor mínimo, a diferencia de la generación renovable, para el valor mínimo, a diferencia de la generación renovable, las centrales que consumen fuel o gas no pueden consumir menos de un nivel para mantener de forma óptima y eficiente un valor de potencia. Para este cálculo hay que tener en cuenta que la central de los Guinchos está compuesta por 12 generadores de aproximadamente 9MW de potencia nominal cada uno. Se supondrá que los motores y turbinas por debajo del 30-40% de funcionamiento empiezan a ensuciarse, funcionar mal, bajar rendimiento y no compensar tenerlos activos. Pero como en la central de los Guinchos hay varios motores turbinas, podemos apagar varios de estos para que unos pocos funcionen a buen rendimiento, por eso la P_{min} es mucho menor, suponiendo estos rendimientos, la potencia mínima rondaría en torno a 3,129 MW. Esto será explicado posteriormente, es el valor de la potencia mínima de solo tener un grupo conectado.

Para la tensión de este nudo, se ha decidido que la central genera a 10,5 kV ya que a las centrales que generan energía a base de quemar combustible les cuesta más generar a tensiones más altas y suele ser más común que generen a 10,5 kV.

También, para este nudo, se ha elegido una inercia de 2,5 s, esto es porque la mayor parte de la generación de esta central son motores que tienen mucha menor inercia que las turbinas, principalmente debido al tamaño de estos, que son más pequeños.

Por otro lado, para el estadismo, se elegirá un valor de $R_{GUINCHOS} = 4\%$, esto es porque el valor normal del estadismo de las centrales grandes suele ser de 4-5%, en este caso se coge el valor mínimo en vez del máximo o uno intermedio porque es la única central que hay en

la isla que participa en el control primario por lo que su participación tiene que ser menor (a menor estatismo, mayor participación).

Por último, para esta central se ha elegido una reactancia subtransitoria de $x_d'' = 0,18 pu$

Este generador será el SWING que será tomado de referencia y ajustará su generación para cubrir la totalidad de la demanda.

Resumen nudo de Generación Los Guinchos:

- Tipo de nudo: SWING
- $P_{max} - P_{min} = 107,26 MW - 3,129 MW$
- $Q_{max} - Q_{min} = 66,47 MVAR - (-40 MVAR)$
- Tensión: $V = 10,5 kV$
- Reactancia subtransitoria: $x_d'' = 0,18 pu$.
- Inercia $H = 2,5s$
- Estatismo $R_{GUINCHOS} = 4\%$

Bus 4, Santa Cruz de La Palma

El bus 4, representa la demanda de la zona este de la isla, es una zona residencial e industrial, pero en menor medida que los Llanos de Aridane. Por eso, a la hora de modelarlo, se va a tener en cuenta que consume el 40% de la demanda total, esto es debido a que al ser la capital tendrá un consumo administrativo mayor.

Resumen Santa Cruz de La Palma:

- Tipo de nudo: PQ
- P_d : es el 40% de la demanda total
- Q_d : es el 40% de la demanda total
- Tensión: $V = 66 kV$
- Límites de tensión: $60 kV (0,91 pu) - 72 kV (1,09 pu)$
- $D = 1\%$

Bus 5, San Andrés

Por último, el bus 5, este bus representa la zona de San Andrés, una zona completamente residencial que es poco poblada comparada con las otras regiones, por eso para la modelización de esta zona se supone que tiene un 15% de la demanda total a cualquier hora.

- Tipo de nudo: PQ
- Pd: es el 15% de la demanda total
- Qd: es el 15% de la demanda total
- Tensión: $V = 66 \text{ kV}$
- Límites de tensión: $60 \text{ kV (0,91 pu)} - 72 \text{ kV (1,09 pu)}$
- $D = 1\%$

Los buses 2,4 y 5 son nudos de transporte por lo que la tensión en todos ellos será 66 kV. Por otro lado, estos nudos, al ser de transporte, tienen estipulado en el BOE [3] sus límites de tensión que como se ven en el documento de Red Eléctrica son los siguientes.

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV	205 kV (93%)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV	123 kV (93%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV	60 kV (91%)	72 kV (109 %)

Figura 5: Márgenes de tensión "BOE 11 DIC 2019"

Viendo esto los límites de tensión por reglamento de la red van a ser: 60 kV de mínimo y 72 kV de máxima. Añadiremos límites antes de estos de emergencia que estarán en $\pm 5\%$.

Ahora, se procederá con el diseño de las líneas:

Para comenzar con el modelado de las líneas, hay que tener en cuenta que, al no ser un sistema muy grande ni conectado en maya, con el objetivo de cumplir la restricción N-1 se doblarán las líneas de transporte pasando de tener solo una de un nudo a otro a tener dos. Ambas líneas tendrán un conductor. La principal diferencia entre este cambio y la otra opción (una línea con dos conductores, dúplex) es que, teniendo el sistema dúplex, si salta una protección en cualquiera de los conductores pierdes toda la línea, mientras que, si tienes

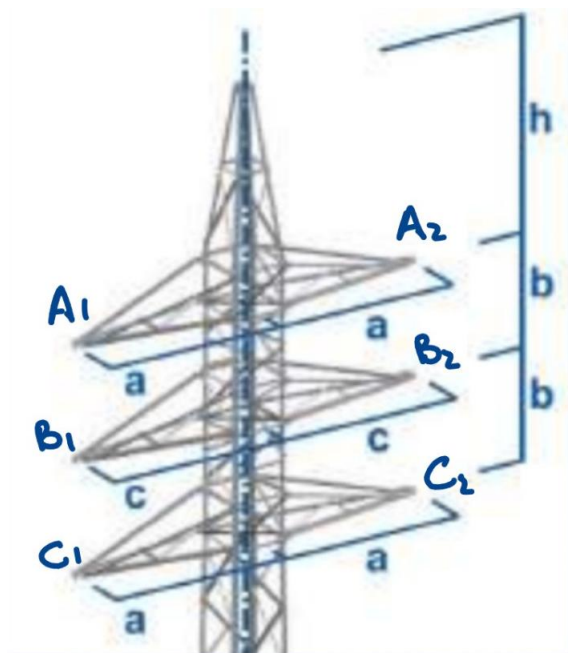
dos líneas con un conductor cada una, si tienes una falta, la protección salta para una sola línea. Esto a su vez es más caro, ya que se necesita el doble de protecciones.

La línea constará de 60 apoyos (15,75km aproximadamente)

En el informe de sostenibilidad medioambiental: “DAP Accesos-Guinchos-Valle” [9] se ve que suelen tener alrededor de 60 apoyos por lo que se aplicará al modelo de la línea.

Para modelar el tipo de soporte, se tendrá en cuenta que se necesita un tipo de apoyo que ayude a tener un cable por fase y además sea capaz de transportar las telecomunicaciones, por eso, se elige el siguiente soporte.

Soporte de tipo MILANO tipo N



TIPO	DIMENSIONES (m)			
	a	b	c	h
NM1C	1,5	2	1,75	2,3
NM2C	2	2	2,2	2,3
NM3C	1,5	2,5	1,75	2,3
NM4C	2	2,5	2,2	2,3
NM5C	2	3	2,2	2,3
NM6C	2,2	3	2,4	2,9

Figura 6: Esquema del soporte Milano y sus dimensiones

Además, se elige este tipo de soporte porque según el catálogo de donde se ha sacado, IMDEXSA de 2023 [10] son perfectos para tensiones de 66 kV, las que conforman las líneas de transporte de La Palma.

De estos subtipos se elegirá el NM5C ya que es de los mas robustos y así ayudará a cumplir las separaciones electricas con margen, ademas, al ser robusto no se verá muy afectado con el viento.

Una vez elegido el soporte se continuará el desarrollo con el calculo de las impedancias y admitancias de la linea:

Los cables se eligen de aluminio debido a que las líneas de transporte insular o distribución peninsular de 66 kV suelen ser de aluminio. Además, se elige el aluminio porque serán muchos metros de cable los que se necesitaran y el aluminio es bastante más barato que el cobre. También el peso total del cable ya que el aluminio es un tercio menos pesado que el cobre. Por último, la resistividad del cobre es de $\rho_{cu} = 1,72 * 10^{-8} \Omega * m$ mientras que la del aluminio es $\rho_{Al} = 2,82 * 10^{-8} \Omega * m$, esta alta resistividad se compensa con una mayor sección de cable y como no hay restricción de espacio se elige el aluminio ya que con una mayor sección se podrá limitar esa alta resistividad.

Al ser las distancias cortas entre subestaciones (15 y 18 kilometro), los diámetros de los cables suelen ser más pequeños del orden de $S= 150 \text{ mm}^2$ aproximadamente

$L1=15,404 \text{ Km}$

$L2=18,909 \text{ Km}$

Según la “Especificación Particular - Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de alta tensión” [11] de Iberdrola se calculará en función de la intensidad máxima por línea, el tipo de cableado necesario para la red.

Para ello, del apartado del cálculo de la demanda, se cogerá la potencia máxima consumida en una hora de La Palma, $P_{max} = 31,15 \text{ MW}$, por reglamento, el factor de potencia de la red tiene que ser de al menos 0,85. Para hacer el cálculo correcto hay que tener en cuenta que el 45% (como se ha explicado en la exposición de los nudos) la potencia va hacia el nudo del valle de Aridane por lo que llegarían 14,02 MW, teniendo en cuenta que hay dos líneas la

potencia se repartirá entre ambas que llevarán 7,01 MW. Se modelarán las dos líneas igual para simplificar los cálculos y cubrir un posible aumento de la demanda.

$$S_{\max \text{ línea}} = \frac{P_{\max}}{0,85} = 8,3 \text{ MVA}$$

Una vez calculado la potencia máxima que transporta la línea, se pasará a calcular la intensidad que circula por ella en este momento, como ya se ha visto, la tensión de la red de transporte de la isla es de 66 kV.

$$S_{\max \text{ línea}} = \sqrt{3} * U_N * I_{\text{línea}} \rightarrow I_{\text{línea}} = 72,81 \text{ A}$$

Cogiendo un margen de crecimiento de la demanda de 1,2:

$$I_{\text{línea}} = 1,2 * 72,81 = 87,4 \text{ A}$$

Además, hay que tener en cuenta que, al ser líneas dobles, si una falla, toda la intensidad tiene que ir por la otra línea por lo que hay que modelar ambas para que puedan hacer frente a toda la corriente entre ambos nudos.

$$I_{\text{línea}} = 2 * 87,4 = 174,7 \text{ A}$$

Con estos datos, el cable utilizado será:

Características esenciales de los conductores de aluminio/acero

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal	Carga de rotura	Resistencia en c.c.	Módulo de elasticidad	Coeficiente de dilatación lineal	Reglamento		Código
		AL1	ST1A	Total	AL1	ST1A	AL1	ST1A	Alma	Conductor						Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
		mm ²	mm ²	mm ²	n°	n°	mm	mm	mm	mm	Kg/km	daN	Q/km	daN/mm ²	°C x 10 ⁻⁴	A/mm ²	A	
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,8	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	189,1	1640	0,6136	7900	19,1	3,7	202	5463004
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,4	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,34	272	2310	0,4261	7900	19,1	3,10	244	5463007
100-AL1/17-ST1A	—	100	16,7	116,7	6	1	4,61	4,61	4,61	13,8	404	3433	0,2869	7900	19,1	2,76	320	5463116
107-AL1/18-ST1A	LA 125 PENGUIN	107	17,9	125,1	6	1	4,77	4,77	4,77	14,31	433	3680	0,2675	7900	19,1	2,68	336	5463012
152-AL1/25-ST1A	LA 175 OSTRICH	152	24,7	176,7	26	7	2,73	2,12	6,36	17,28	613	5500	0,1900	7500	18,9	2,42	429	5463017
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,3	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,50	676	6390	0,1962	8000	17,8	2,33	424	5463020
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,7	39,4	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,80	977	8450	0,1194	7500	18,9	2,04	574	5463023
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,38	1275	10650	0,0857	6900	19,3	1,87	712	5463032
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,72	1521	12400	0,0718	6900	19,3	1,75	799	5463035
483-AL1/33-ST1A	LA 510 RAIL	483,4	33,4	516,8	45	7	3,70	2,47	7,39	29,59	1600	11580	0,0599	6600	20,9	1,70	882	5463038
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,14	30,42	1832	14850	0,0596	6900	19,3	1,62	890	5463041
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	10,95	32,85	2125	17500	0,0511	6700	19,4	1,51	960	5463047
806-AL1/56-ST1A	LA 860 LARWING	805,7	55,6	861,3	45	7	4,77	3,18	9,54	38,16	2666	18700	0,0359	6600	20,9	1,25	1077	5463056

Figura 7: Características de los diferentes conductores de aluminio

Comparando las intensidades de la línea con las máximas admisibles de los diferentes cables, se llega a la conclusión de que el conductor elegido sería: 47-AL1/8-ST1A, LA 56 de intensidad máxima 202 A, mayor que la intensidad de línea que hay de 87,4 A.

Sin embargo, las líneas no solo se modelan por intensidad, sino que también hay que tener en cuenta la sección de los cables, pues tienen que aguantar fuertes rachas de viento. Esto limita ya que el conductor que se había elegido es muy pequeño, por eso para cumplir ambos criterios y trabajar holgadamente se toma como conductor elegido 147-AL1/34-ST1A, LA 180, este conductor para líneas de transporte es más comúnmente usado. Además, este conductor mejora la caída de tensión al tener 3 veces menos resistencia que el anteriormente nombrado.

Por otro lado, para cumplir con el criterio de seguridad N-1 aplicado sobre todo a sistemas aislados se ha modelado la red con un conductor por fase con dos líneas. Esto genera un margen de seguridad muy grande que se justifica de la siguiente manera:

- La red al ser muy pequeña no puede redistribuir las altas intensidades ante contingencias haciendo de vital importancia el sobredimensionamiento para que pueda absorber las intensidades la línea.

- Por otro lado, debido a la tendencia alcista de la generación renovable y a la creciente demanda, es necesario un sobredimensionamiento del sistema para que pueda acoger y cubrir toda esta nueva generación.
- Al solo haber dos líneas de alta tensión, tienen que ser capaces de absorber las corrientes de falta ya que una desconexión de alguna de las dos dejaría esa parte de la isla a oscuras

Viendo el conductor elegido, la sección total que tiene es de $S = 181,6 \text{ mm}^2$

La resistencia de dicho cable en corriente continua es:

$$Rs'_{DC,Tref} = 0,1962 \frac{\Omega}{km}$$

Las temperaturas en la palma no varían mucho más entre 28 y 21 grados entonces se va a coger una T de 28 para ver las máximas pérdidas de la línea.

$\alpha=0.00403^{\circ}\text{C}^{-1}$ en el caso del aluminio

En caso de líneas aéreas se considerará despreciable el efecto de proximidad ya que van a estar lo suficientemente lejos como para no afectarse. Sin embargo, el efecto pelicular afecta más o menos un 3 por ciento por lo que se va a suponer una yp de 0,03.

$$Rs'_i = Rs'_{DC,Tref} * (1 + \alpha * (T - T_{ref})) * (1 + ys) * (1 + yp) = 0,208 \frac{\Omega}{km}$$

Siendo M los conductores por fase que en este caso son 1 conductores por fase.

$$Rs'_{Eq} = \frac{Rs'}{M} = 0,208 \Omega/km$$

Lo siguiente serían los cálculos del DMG y el RMGeq para el cálculo de la reactancia en serie

RMG Radio medio geométrico del conductor [m]

$$RMG = 0,8 * r = 0,007 \text{ m (7 mm aproximadamente)}$$

Ahora para el cálculo del RMG_{eq} , como solo hay un conductor por fase:

$$RMG_{eq} = RMG = 0,007 \text{ m}$$

Con este cálculo hecho, solo lo siguiente sería sacar el DMG

$$DMG = \sqrt[3]{D_1 * D_2 * D_3} = 3,78 \text{ m}$$

Siendo:

D_1 es la distancia entre A1 y B1

$$D_1 = 3 \text{ m}$$

D_2 es la distancia entre A1 y C1

$$D_2 = 3 + 3 = 6 \text{ m}$$

D_3 es la distancia entre B1 y C1

$$D_3 = 3 \text{ m}$$

Entonces la reactancia de serie sería:

Con μ_0 Permeabilidad magnética en el vacío, $4\pi \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$

$$Xs'_{eq} = w * Ls'_{eq} = w * \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln\left(\frac{DMG}{RMG_{EQ}}\right) = 0,3953 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Ahora en ultima estancia se calculará la susceptancia en paralelo de la línea y para ello hay que calcular la distancia equivalente (r_{eq}). Es igual al radio normal porque no hay más conductores en esa línea.

$$r'_{eq} = r = 0,00875 \text{ m}$$

Y ahora el cálculo de la susceptancia

Con ϵ_0 Permitividad eléctrica en el vacío, $8.85 \cdot 10^{-12}$ F/m y ϵ_r permitividad relativa que al ser aire es 1

$$Bp'_{eq} = w * Cp'_{eq} = w * \frac{2\pi * \epsilon_0 * \epsilon_r}{\ln\left(\frac{DMG}{r_{eq}}\right)} = 2,879 * 10^{-6} S/km$$

Legando a la conclusión de que las líneas de transporte tienen las siguientes impedancias:

$$Z_l = 0,208 + j * 0,3953 \Omega/km$$

$$\frac{Y_l}{2} = 1,4395 * 10^{-6} S/km$$

Por último, para terminar el apartado de cálculo de las líneas, se calculará la potencia máxima que son capaces de soportar estas líneas.

$$S_{max} = \sqrt{3} * U_N * I_{max} = \sqrt{3} * 66000 * 424 = 48,47 MVA$$

Cada línea es capaz de soportar como máximo 48,47 MVA y las dos juntas pueden soportar un total de 96,94 MVA de potencia.

Multiplicando por la longitud de cada línea nos darán las siguientes impedancias para cada la línea:

- Para la línea de los Llanos de Aridane – Santa Cruz de La Palma queda el siguiente modelo en pi

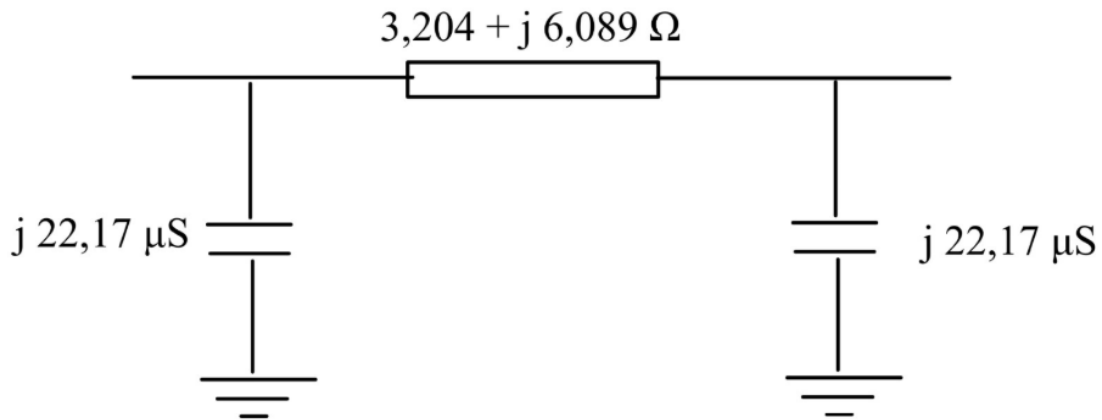


Figura 8; Modelo de pi de la línea Los Llanos-Santa Cruz

- Para la línea de los Santa Cruz de La Palma – San Andrés queda el siguiente modelo en pi:

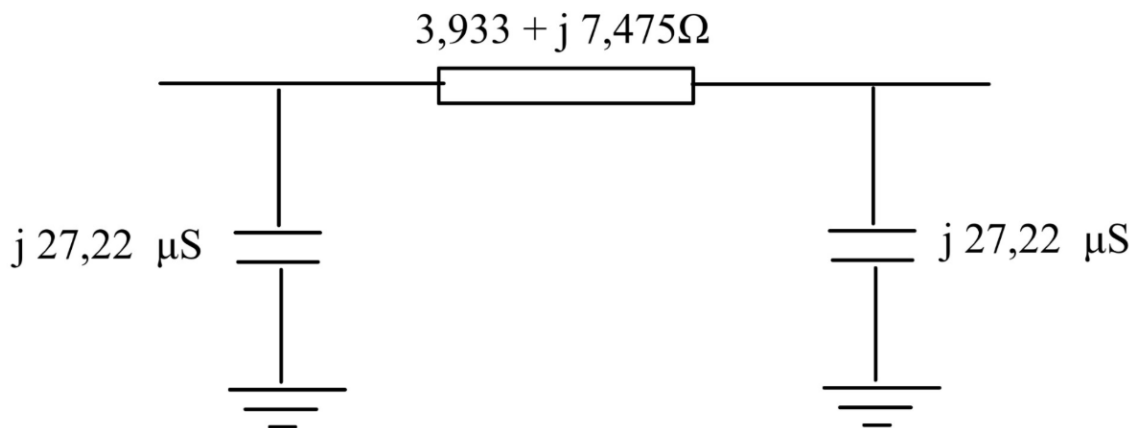


Figura 9: Modelo de pi de la línea Santa Cruz-San Andrés

Una vez que están las líneas calculadas y modeladas vamos a simular los transformadores.

- Para el nudo de generación de Los Llanos, el cual es generación renovable.
- Para el nudo de generación de la Central de los Guinchos, que cubre la mayor parte de la demanda de la isla.

Para el nudo de Los Llanos 66 kV-20 kV:

Hay conectada una potencia nominal renovable $P_{instalada} = 11,68 \text{ MW}$ por lo que se necesita que el transformador tenga de potencia nominal más que eso.

$$S = \frac{P_{instalada}}{\cos \varphi} = 11,68 \text{ MVA}$$

Una vez calculada la potencia aparente instalada que tienes en el nudo se aplicará un margen de 1,2. Esto ayudará al transformador a no verse sometido a estrés por cargas muy cercanas a su potencia nominal dure más tiempo y sea más fiable.

$$S_{N,trafo} = 1,2 * 11,68 = 14,02 \text{ MVA}$$

Una vez se ha calculado la potencia nominal del transformador se redondeará ya que así será más fácil de encontrar en los catálogos de los fabricantes.

$$S_{N,trafo} = 16 \text{ MVA}$$

Los transformadores de este tipo suelen tener una tensión de cortocircuito (u_{cc}) del 8% al 12%. Para este caso se cogerá el punto medio: 10%

Por otro lado, al ser un transformador que se una a la red de transporte del sistema de la Palma tendrá el grupo de conexión YNd11 que es el que suelen tener todos los transformadores de este estilo para proteger de faltas a tierra el neutro.

Por último, para este transformador se usará un aislamiento de aceite ya que las tensiones que tiene son altas, de fase neutro 72,5 kV. También la refrigeración de este se supondrá que es la común ONAN-ONAF decantándonos por la ONAF debido a posibles sobrecalentamientos y a la importancia de estos nudos en la red.

Quedaría el siguiente transformador:

- Potencia nominal $S_N = 16 \text{ MVA}$
- Niveles de tensión (Alta/Baja): 66 kV / 20 kV
- Conexión: YNd11
- Tensión de cortocircuito: $u_{cc} = 10\%$

- Aislamiento: *Aceite*
- Refrigeración: *ONAF*

Para el nudo de Santa Cruz de La Palma 66 kV- 10,5 kV:

La potencia instalada es en este caso la de la Central de los Guinchos, que tiene una potencia instalada total de 107,26 MW y al ser una central térmica se supondrá como ha sido explicado antes que tiene un factor de potencia de 0,85. Con esto calcularemos la potencia aparente:

$$S = \frac{P_{instalada}}{\cos \varphi} = \frac{107,26}{0,85} = 126,2 \text{ MVA}$$

Se le aplica un margen anteriormente explicado de 1,2

$$S_{N,trafo} = 1,2 * 126,2 = 151,43 \text{ MVA}$$

Por cuestiones de fabricantes se aproximará al valor al que suelen fabricar más cercano, que en este caso es:

$$S_{N,trafo} = 160 \text{ MVA}$$

Al ser este transformador de potencia mucho más grande que el anterior, la tensión de cortocircuito (u_{cc}) suele ser mayor, del 10% al 14%, se cogerá el valor medio de 12%

Este transformador conecta la central térmica del Guincho con la red de transporte, por tanto, como es explicado antes, el grupo de conexión será de YNd11.

Por último, se ha elegido también en este que tenga aislamiento de aceite para mayor seguridad y una refrigeración de ONAF ya que es más grande, para mayor seguridad.

Queda el siguiente transformador:

- Potencia nominal $S_N = 160 \text{ MVA}$
- Niveles de tensión (Alta/Baja): 66 kV/ 10,5 kV
- Conexión: *YNd11*

- Tensión de cortocircuito: $u_{cc} = 12\%$
- Aislamiento: *Aceite*
- Refrigeración: *ONAF*

Con todos estos cálculos se da por terminado el estudio del modelado del sistema ya que se han conseguido ya los valores de las líneas, los valores de generación, los valores de los transformadores, los valores de demanda y las impedancias de las líneas.

3.3 DISEÑO DEL COMPENSADOR SÍNCRONO

Para comenzar con la maquina síncrona se estudiará en primer lugar la necesidad de la máquina. ¿Cuánta potencia reactiva va a generar o consumir para el sistema?

Para eso vamos a la gráfica de demanda del sistema, donde se tiene en cuenta el punto máximo. El punto máximo de potencia demandada en un día, de media es: 31,147 MW. Teniendo en cuenta que el factor de potencia mínimo que debes tener en bornes de un generador es 0,85 sale que la potencia reactiva máxima demandada es:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{31,147}{0,85} = 36,64 \text{ MVA}$$

$$Q_{max} = S * \sin \varphi = 36,64 * \sin 31,8 = 19,303 \text{ MVar}$$

Una vez que ya está calculada la potencia reactiva máxima del sistema, hay que ver cuanta de esa reactiva se necesita que sea suministrada por el generador síncrono. En el caso de La Palma se ha decidido que el generador síncrono genere el 50% de la demanda máxima de la red, para que sea suficientemente grande para dar inercia de forma notable y además si el sistema crece no se quedara obsoleta. Así, la potencia reactiva del compensador síncrono quedará:

$$Q = 0,5 * 19,303 = 9,65 \text{ MVar}$$

Para asegurarnos que el compensador síncrono llega a este número con el desgaste a lo largo de los años se asumirá un factor de seguridad del 20% para que si la demanda crece con el tiempo el compensador síncrono no se quede atrás y haya que ampliarlo a los pocos años.

$$Q = 1,2 * 9,65 = 11,582 \text{ MVar}$$

Después de aplicar este factor de potencia, se aproximará al número mayor que tenga más sentido para los fabricantes, en este caso se ha elegido 15 MVar porque es la potencia nominal más cercana a al alza que hacen los fabricantes. El valor elegido es un número mayor para así no perder el factor de seguridad.

$$Q_{SYNCON} = 15 \text{ MVar}$$

Los compensadores síncronos generan prácticamente solo potencia reactiva por lo que se va a suponer que la potencia nominal de la maquina sea la potencia reactiva máxima, en su totalidad. Dando el siguiente resultado:

$$S_N = 15 \text{ MVA}$$

Para el compensador síncrono la tensión de generación será de 20 kV ya que así tiene sentido y concuerda con el motivo de que los renovables generan a 20 kV. Por otro lado, las maquinas síncronas de mediano tamaño como es este caso suelen tener como tensión nominal un intervalo desde 10 kV a 30 kV.

$$U_N = 20 \text{ kV}$$

Con la tensión ya calculada y la potencia nominal de la máquina, el siguiente paso sería saber cuál sería la intensidad nominal de esta máquina que pasaría si estuvieses funcionando a condiciones nominales. Esto se calcula de la siguiente manera:

$$S_N = \sqrt{3} * U_N * I_N$$

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_N} = \frac{15000}{\sqrt{3} * 20} = 433,0127 \text{ A}$$

Una vez que se ha calculado esto, se pasará a las pérdidas de potencia. Los compensadores síncronos, aunque es sabido que generan solo potencia reactiva, también y en mucha menor medida generan un poco de potencia activa para poder contrarrestar las pérdidas que tiene la misma maquina por: las perdidas mecánicas causadas por el rozamiento de los cojinetes y también el rozamiento de los rodamientos, por las perdidas en el cobre de la máquina, en el entrehierro y en la excitación. Para las pérdidas totales se estimará un valor razonable entre 1 y 2% de la potencia nominal de la maquina (S_N). Para nuestro caso cogeremos 1,5%.

$$P_{perdidas} = \frac{1,5}{100} * S_N = 225 \text{ kW}$$

Ahora con estos datos calculamos el factor de potencia de la maquina ya que se ha estimado a priori la potencia activa nominal generada y la potencia reactiva nominal generada. Para calcular el factor de potencia da la siguiente formula:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{0,225}{\sqrt{0,225^2 + 15^2}} = 0,015 \approx 0$$

Este factor de potencia es muy pequeño por lo que a la hora de hacer funcionar el compensador síncrono se tomará como nulo.

Como resumen de los datos nominales de la maquina quedan los siguientes:

- $S_N = 15 \text{ MVA}$
- $U_N = 20 \text{ kV}$
- $I_N = 433 \text{ A}$
- $\cos \varphi = 0,015 \approx 0$
- $P_{perdidas} = 225 \text{ kW}$

Ahora ya se han calculado los valores nominales de la maquina se comenzará con los datos constructivos de la misma.

Lo primero que se hara, sera calcular el dato de la inercia con la que se quiere realizar el compensador síncrono, para elegir este dato, se va a tener en cuenta que queremos cubrir toda la inercia del sistema para poder hacer el sistema 100% renovable en el futuro. Para este

caso, como es explicado en el marco normativo, la inercia tiene que cumplir un requisito del RoCoF, esto se explica en el BOE [4], en este documento se indica que:

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{2 * H_{sis}} \geq -2 \text{ Hz/s}$$

En el caso de que la falta tuviese un RoCoF menor que -2 Hz/s se procedería a la desconexión de más del 40% de la demanda como protección para el sistema.

En el caso de que se tenga una generación 100% renovable, la central mas grande con la que se modelará esta falta será la de la desconexión de todo un parque de generación eólica, para esto se considerará que como mucho un parque de eólica grande en La Palma tendrá 7 MW. Por lo que:

$$\Delta P_{gen}^{ext} = -7 \text{ MW}$$

Ahora, sustituyendo en la formula del RoCoF para calcular la H mínima necesaria:

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{2 * H_{syn \min}} = \frac{\frac{-7}{100}}{2 * H_{syn \min}} * 50 = -2$$

$$H_{syn \min} = 0,875 \text{ s}$$

Estos segundos son en base del sistema total, que es 100 MVA, por lo que los cambiaremos a la base del compensador síncrono:

$$H_{syn \min} = \frac{S_{syncon}}{S_{Base}} * H_{syncon} \rightarrow H_{syncon} = 0,875 * \frac{100}{15} \text{ s}$$

$$H_{syncon} = 5,83 \text{ s}$$

En este caso, para cubrir con margen esta falta, se ha decidido que la inercia total de la maquina sea de 7s. Los compensadores síncronos sin flywheel suelen tener de 2 a 7s de

inercia, se ha decidido pegarse al límite superior de este intervalo para hacer mas seguro el sistema y poder operar con un mayor margen de seguridad.

$$H_{SYNCON} = 7 \text{ s}$$

Una vez que la inercia ya ha sido decidida avanzamos a ver cuál es su fórmula y de que cosas depende. La fórmula de la inercia viene de la ecuación de la energía cinética y de su base, la potencia aparente nominal. Esta energía cinética, cambia con respecto a la que conocemos normalmente porque no hay velocidad lineal ya que no se mueve linealmente. Sin embargo, la energía se genera al estar moviéndose (girando) y debido a eso la velocidad angular es lo que genera la energía cinética, resultando:

$$E_c = \frac{1}{2} * J * w^2$$

$$H = \frac{E_c}{S_N} [s] = \frac{\frac{1}{2} * J * w^2}{S_N}$$

Ahora, falta realizar la definición del momento de inercia. Para definir el momento de inercia, en este caso, aplica la inercia que hay en el eje axial del cilindro que se calcula de la siguiente manera:

$$dJ = R^2 * dm$$

Desarrollando las integrales, la parte de la derivada de la masa:

$$dm = \rho * dVol$$

Ahora desarrollando la parte de la derivada del volumen:

$$dVol = 2 * \pi * R * L * dR$$

Ahora si se junta todo queda:

$$dJ = R^2 * \rho * 2 * \pi * R * L * dR$$

Haciendo la integral en ambos lados:

$$\int dJ = \int R^2 * \rho * 2 * \pi * R * L * dR$$

$$J = \rho * \pi * L * \frac{R^4}{2}$$

Viendo este resultado, el momento de inercia depende de la densidad del material con la que es construida, y del volumen que ocupa en el espacio (la longitud L y el radio R de la maquina)

Este resultado es bastante coherente ya que la inercia, a mayor masa, más inercia, más estabilidad porque es más difícil de variar su frecuencia de funcionamiento, por esto es tan importante la inercia en el sistema.

Ahora sustituyendo todo en la formula principal de la inercia queda lo siguiente:

$$H = \frac{E_c}{S_N} [s] = \frac{\frac{1}{2} * \rho * \pi * L * \frac{R^4}{2} * w^2}{S_N}$$

Como se ha definido la inercia y la potencia aparente nominal de nuestra maquina quedaría por definir los siguientes aspectos:

- La densidad del material del que está hecho el compensador: ρ
- La longitud de la maquina: L
- El radio de la máquina: R
- La velocidad angular del compensador, que está completamente relacionada con los pares de polos: w

La primera magnitud que se va a tener en cuenta va a ser la densidad del material.

Para el material utilizado, se usará el acero, la primera razón por la que se usa el acero es porque principalmente es el más usado en los rotores de máquinas síncronas. EL segundo motivo por el que se selecciona es el acero es porque es un material ferromagnético, el rotor forma parte del circuito magnético ya que conduce el flujo del campo, por eso un material

no magnético como sería el aluminio o el titanio no serviría como rotor de la máquina. Además, el material con el que hacemos el rotor tiene que ser un material que soporte las fuerzas centrífugas generadas al girar a tan altas velocidades (3000 rpm, 1500 rpm...). El acero aguanta estas fuerzas y por eso la gran mayoría de las maquina síncronas están hechas con acero. Por último, el acero tiene una densidad muy alta y como se sabe, la densidad está relacionada linealmente con la inercia a mayor densidad, mayor masa, mayor inercia, esto es porque la densidad se relaciona con la masa y a mayor masa mayor inercia.

Una vez elegido el material, hay que elegir el tipo de acero, para este caso, se elige el acero de alta permeabilidad ya que es más fácil conducir por los flujos del campo magnético y así disminuirán las pérdidas de Foucault.

Esto queda una densidad de:

$$\rho_{acero} = 7850 [kg/m^3]$$

Ya con el material con el que se va a construir el compensador elegido, se procederá a ver los números de pares de polos ya que afecta a la velocidad mecánica que tendrá la misma.

Estos dos datos están relacionados de la siguiente manera:

$$w_m = \frac{2 * \pi * 50}{p}$$

Como se puede apreciar, la relación entre el número de pares de polos y la velocidad de la maquina están inversamente relacionados, a mayor número de polos, menor velocidad y a menor número de polos, mayor velocidad

La velocidad con la que gira una maquina tiene un límite y es que, a los alrededores, en este caso de la máquina síncrona, no supere el valor de la velocidad del sonido en la periferia. Esto es porque al no tener tiempo el aire de moverse se comprime y aparecen ondas de choque que hacen resistencia haciendo que a la maquina le cueste más moverse, estas ondas chocarían además con partes de la maquina haciendo que se deteriorase antes.

$$V_{lineal} = w_{mec} * R < V_{sonido}$$

Sacando de la ecuación principal de la inercia, el valor de la velocidad angular va elevado al cuadrado mientras que el valor del radio va elevado a la cuarta.

	Incremento de R	Incremento de W
Valor	2	2
Incremento Inercia	16	4
	R^4	w^2

Tabla 6: Tabla de incremento de inercia en función de R y w

Como se puede apreciar, para la inercia un incremento en el valor de la velocidad angular es mucho menos significativo que un incremento en el radio. A mayor radio mayor inercia y a mayor velocidad mayor inercia, también. La principal restricción del radio viene dada de la condición de no pasar de la velocidad del sonido, por eso cuanto mayor sea la velocidad, el radio admisible será menor. Por eso, el compensador síncrono tendrá una velocidad angular de 1500 rpm, aparte de por ser la más habitual, para poder cumplir todos los criterios maximizando la inercia.

Para la velocidad de 1500 rpm que se va a utilizar, el número de pares de polos necesarios va a ser:

$$w_m = \frac{2 * \pi * 50}{p} \rightarrow 1500 * \frac{2 * \pi}{60} = \frac{2 * \pi * 50}{p}$$

$$p = 2$$

Con todos estos datos daremos una longitud de maquina más o menos razonable de 1,5 metros y ya podríamos calcular el radio del compensador síncrono.

Trayéndonos la fórmula de la inercia de arriba queda:

$$H = \frac{E_c}{S_N} [s] = \frac{\frac{1}{2} * \rho * \pi * L * \frac{R^4}{2} * w^2}{S_N}$$

Sustituyendo los valores que se han ido razonando:

- $S_N = 15 \text{ MVA}$
- $H = 7 \text{ s}$
- $\rho = 7850 \text{ kg}/[\text{kg}/\text{m}^3]$
- $L = 1,5 \text{ m}$
- $p = 2$
- $w = 1500 \text{ rpm} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 50}{p} = 157,08 \text{ rad/s}$

$$7 = \frac{\frac{1}{2} * 7850 * \pi * 1,5 * \frac{R^4}{2} * (157,08)^2}{15 * 10^6}$$

$$R = 0,824 \text{ m}$$

Ahora para completar, se calculará la masa de el compensador:

$$M = \rho * V = \rho * \pi * R^2 * L$$

$$M = 7850 * \pi * 0,824^2 * 1,5 = 25.116,9 \text{ Kg}$$

Una vez están los datos calculados, se pasará a comprobar que cumple las dos restricciones impuestas al principio:

- a) No supera la velocidad del sonido en la periferia de la maquina
- b) La fuerza centrípeta de la máquina no hace que se deforme, rompa el material utilizado, en este caso el acero.

Para comprobar la velocidad:

$$V_{lineal} = w_{mec} * R = 157,08 * 0,824 = 129,43 \text{ m/s}$$

La velocidad del sonido en metros por segundo es de:

$$V_{sonido} = 340 \text{ m/s}$$

$$V_{lineal} \left(129 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right) \ll V_{sonido} \left(340 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)$$

$$\text{margen} = 1 - \frac{V_{lineal}}{V_{sonido}} = 0,619 = 62\%$$

La primera restricción, la de la velocidad del sonido la ha sido superada con un margen del 62%. Por lo que si por cualquier motivo nuestra maquina se acelerase por encima de lo normal no estaríamos incurriendo en problemas.

Para la segunda restricción, que la fuerza centrípeta sea menor que la fuerza necesaria para romper el material se va a necesitar deducir cual es el esfuerzo máximo en el rotor.

El esfuerzo máximo del acero, porque el rotor está hecho de acero, es:

$$\sigma_{max,acero} = 235 \text{ MPa}$$

Ahora, se procederá a hacer los cálculos

$$F_{centrifuga} \ll F_{resistencia\ mecánica\ del\ acero}$$

Empezando por la resistencia del acero:

$$F_{centrifuga} = m * w^2 * R$$

Con los siguientes datos:

- $m = 25.116 \text{ Kg}$
- $w = 1500 \text{ rpm} = \frac{2 * \pi * 50}{p} = 157, \text{ rad/s}$
- $R = 0,824 \text{ m}$

Esto resulta en una fuerza centrífuga de:

$$F_{centrifuga} = 25.116 * 157^2 * 0,8 = 495 \text{ MN}$$

Mientras que la fuerza resistente mecánica se calcula de la siguiente manera:

$$F_{resistencia\ mecánica\ del\ acero} = \sigma_{max,acero} * A$$

$$F_{res} = \sigma_{max,acero} * \pi * R^2$$

Con los siguientes datos:

- $\sigma_{max,acero} = 235 \text{ MPa}$
- $R = 0,824 \text{ m}$

Esto da:

$$F_{res} = 235 * \pi * 0,824^2 = 501,27 \text{ MN}$$

Comprobando ambas fuerzas:

$$F_{centrifuga} (495 \text{ MN}) \ll F_{res} (501 \text{ MN})$$

Resulta en un margen pequeño, aunque cumple, el margen es muy pequeño. Esto tiene un motivo, con la fórmula de la fuerza centrípeta se está calculando que toda la fuerza está siendo aplicada en el mismo punto. Esto no es verdad, se distribuye a lo largo de toda la máquina por lo que, cumple y en realidad se tendría un buen margen para que no se deforme el material.

Con estos datos ya quedaría verificada la funcionalidad mecánica del rotor frente a la velocidad periférica y respecto de las fuerzas centrifugas. Esto garantiza la robustez que se espera de la máquina síncrona.

Recopilando los datos relacionados con la Inercia de la máquina quedarían los siguientes:

- $H = 7 \text{ s}$
- $E_c = 105 \text{ MJ}$
- $J = 8527 \text{ Kg} * \text{m}^2$
- $v = 129,43 \text{ m/s}$

El siguiente paso sería estudiar la conexión a tierra del compensador síncrono.

Su conexión será de forma estrella.

Esta conexión es debido a que si la se conectase en triángulo la tensión que pasaría por las bobinas será:

$$U_{ff} = 20 \text{ kV}$$

Mientras que si se conecta en estrella la tensión que pasaría por cada arrollamiento de las bobinas (3, una por cada fase) sería:

$$U_{fn} = \frac{20}{\sqrt{3}} = 11,5 \text{ kV}$$

Se elegirá la conexión de menor tensión para que pase menor intensidad, si pasa menos intensidad por lo que los aislamientos estarán más protegidos y podrán ser más baratos estos aislamientos.

Para ver si es necesaria o no la conexión a tierra se estudiará la falta fase-tierra en bornes del compensador síncrono.

Estudiamos la falta fase tierra porque es la falta que mayor intensidad que pasa por tierra ya que toda la intensidad de falta pasaría por el neutro de la maquina yéndose a tierra. A diferencia de faltas como la fase-fase tierra, esta falta reparte la intensidad entre las dos fases y a tierra va menos intensidad por lo que para ver si se necesita o no impedancia a tierra se va a calcular la falta con mayor intensidad, la falta fase tierra.

El esquema general que se estudiará será el siguiente:

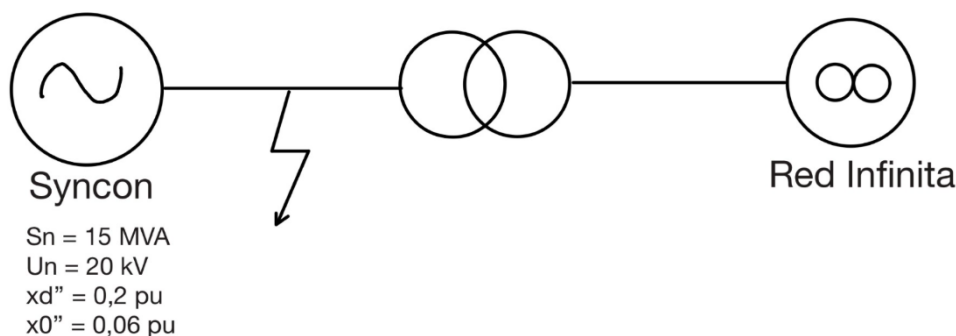


Figura 10: Sistema para el análisis de la falta

En este sistema, se está teniendo en cuenta la conexión del compensador síncrono con la red infinita que simula toda la red de La Palma, con su generación y su demanda.

La falta que se estudiará, como se ha dicho antes es la falta fase tierra en bornes del generador, ya que la intensidad por el neutro más grande será con esta falta.

El transformador, como se podrá ver en el apartado del transformador de conexión a la red, será un transformador de las siguientes características:

- $S_n = 20 \text{ MVA}$
- Tensión 66 kV /20 kV
- Conexión YNd11
- $Z_{cc} = 0,08 \text{ pu}$

Lo mismo sucede con la x_d'' , se tomará el valor de 0,2 que será después explicado en su apartado correspondiente.

El primer paso para realizar los cálculos es pasar las impedancias de pu en sus respectivas bases a ohmios:

$$Z_{base,trafo} = \frac{U_N^2}{S_n} = \frac{20^2}{20} = 20 \Omega$$

$$Z_{trafo} = j * 0,08 * Z_{base,trafo} = j * 1,6 \Omega$$

$$Z_{base,syncon} = \frac{U_N^2}{S_n} = \frac{20^2}{15} = 26,667 \Omega$$

$$Z_{sincon1} = Z_{sincon2} = j * 0,2 * Z_{base,trafo} = j * 5,33 \Omega$$

$$Z_{sincon0} = j * 0,06 * Z_{base,trafo} = j * 1,6 \Omega$$

Una vez calculados los datos de las impedancias en el sistema homopolar se pasará a dibujar el esquema de secuencias de la falta:

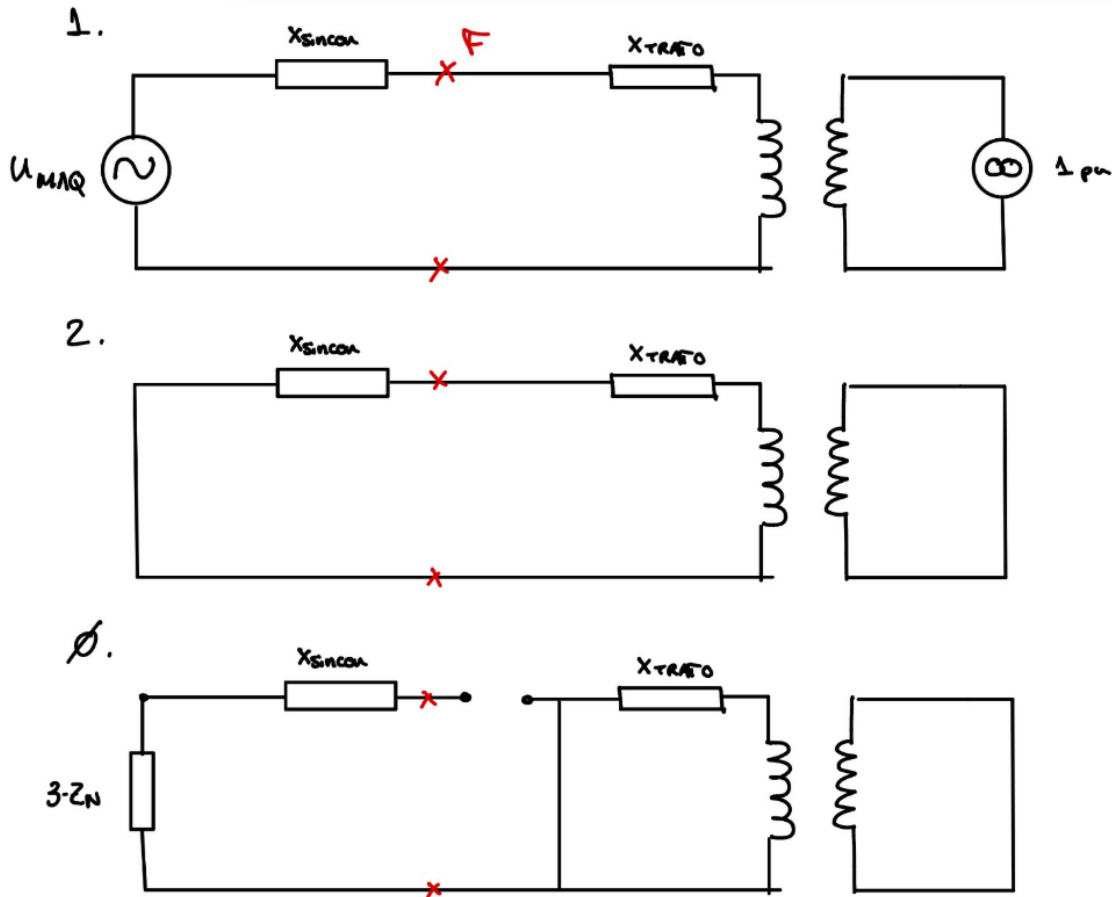


Figura 11: Sistema puesto en secuencia directa, inversa y homopolar

Ahora que ya está el dibujo por secuencias, se pasará a calcular los esquemas de Thévenin, la simplificación para cada secuencia.

Calculando las impedancias:

- En la secuencia directa, viendo desde la falta, esta en paralelo la impedancia del compensador síncrono con la del transformador por lo que visto desde la conexión la impedancia de la secuencia directa será:

$$Z_1 = Z_{syncon1} // Z_{trafo} = \frac{1}{\frac{1}{j * 5,33} + \frac{1}{j * 1,6}} = j * 1,23 \Omega$$

- Para la secuencia inversa, no cambian los datos comparando con la secuencia directa por lo que la impedancia de secuencia inversa será igual que a la directa.

$$z_1 = z_2 = j * 1,23 \Omega$$

- Por último, para la secuencia homopolar, las cosas cambian ya que la impedancia del transformador al no estar conectada con el sistema porque el transformador en baja tensión está en triángulo, no hay acceso al neutro. Por eso la impedancia de secuencia homopolar es:

$$Z_0 = Z_{syncon 0}$$

Se suponen dos casos de estudio, el primero, si Z_n es 0, que intensidad de cortocircuito pasara por el neutro de tu maquina:

$$Z_0 = Z_{syncon 0} = j * 1,6$$

Ahora tocaría la tensión, tensión solo hay en la secuencia directa. Como la tensión que hay en la red infinita va a ser siempre de 1 pu, entonces se tendrán 66 kV, que si los se pasan al lado de baja tensión seguirían siendo 1 pu, que son 20 kV.

Como el generador síncrono genera a 20 kV y la red infinita también está a 20 kV, no hay variación de tensión por lo que la intensidad sin falta va a ser 0 por lo que la tensión en la falta para el Thévenin va a ser 20 kV. Por otro lado, hay que tener en cuenta que la maquina está en fase por lo que la tensión será la de línea.

$$U_{MAQ} = \frac{20}{\sqrt{3}} kV$$

Con este dato queda un sistema con la falta de la siguiente forma:

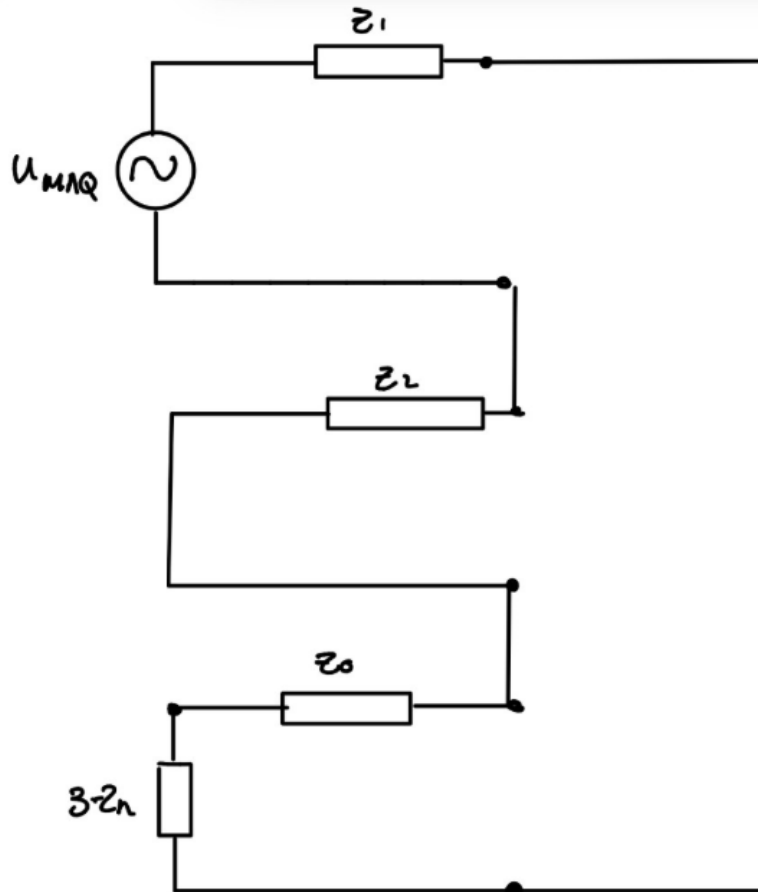


Figura 12: Sistema en falta puesto en secuencia directa, indirecta y homopolar

Sin tener en cuenta el valor de Z_n , calcularemos la intensidad de falta primero para ver si es necesario o no poner una impedancia de neutro para la máquina.

Ahora que está todo el sistema modelado, se calculará la intensidad de falta, que se calcula de la siguiente forma:

$$I_{falta} = \frac{\frac{20}{\sqrt{3}}}{j * 1,6 + j * 1,23 + j * 1,23} = -j * 2,844 \text{ kA}$$

Esta es la intensidad de falta, para saber cuál es la intensidad real que atraviesa el compensador síncrono por el neutro sería la siguiente:

$$I_f = I_0 = I_1 = I_2$$

$$I_{cc,N} = 3 * I_0 = 8,532 \text{ kA}$$

Esta intensidad de 8.000 amperios es mucho más alta de lo que puede asumir la maquina sin estropearse. Por eso es necesaria una resistencia de neutro.

Una intensidad razonable para que pase por el neutro de la maquina serán como máximo 10 Amperios. Por lo que la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc1f} = 10 \text{ A}$$

Ahora pasándolo a intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{I_{cc1f}}{3} = 3,33 \text{ A}$$

Una vez que ha sido calculada la intensidad de falta se recurrirá a la fórmula que se utilizó antes para calcular ahora la Zn que sería necesaria para tener una intensidad de cortocircuito fase tierra de 10 A.

$$I_{falta} = \frac{\frac{20}{\sqrt{3}}}{j * 1,6 + j * 1,23 + j * 1,23 + 3 * Zn} = 3,33 \text{ A}$$

De aquí, no se puede despejar a la ligera ya que Zn es una resistencia y no tiene imaginario como son las impedancias que teníamos hasta ahora. Así que se utilizará el módulo de la resistencia equivalente de la suma de todas. También, la intensidad no se sabe el ángulo de desfase por lo que solo se comentarán los módulos.

$$\frac{\frac{20}{\sqrt{3}}}{Z_{equivalente}} = 3,33 \text{ A}$$

$$Z_{equivalente} = 3464,1 \Omega$$

Ahora que se ha calculado el módulo de la impedancia despejaremos para sacar la impedancia del neutro.

$$Z_{equivalente} = \sqrt{(3 * Z_n)^2 + (1,6 + 1,23 + 1,23)^2} = 3464,1 \, \Omega$$

Despejando el módulo, resulta la impedancia de neutro que sale:

$$Z_n = 1154,7 \, \Omega$$

Esta impedancia sería la que se va a poner en el neutro del compensador síncrono poniendo esta impedancia nos aseguraremos que la intensidad de cortocircuito monofásico no supere los 10 A.

Si se pusiese un transformador con una resistencia en el neutro de la máquina en el lado de baja tensión de un transformador, esta resistencia sería de mucho menor tamaño, más fácil de conseguir y más barata. Pero, sin embargo, el transformador que se usaría para conectar la impedancia sería más caro y añadiría un factor riesgo de que no funcionase. En el caso de que no funcionase, estarían recorriendo la máquina ocho mil amperios, lo cual supondría un problema muy grande. Con la resistencia más grande, te aseguras de que eso no pase.

Visto la conexión a tierra del sistema, lo siguiente que se pasará a tener en cuenta es el tipo de aislamiento que necesitará el compensador síncrono.

Para calcular el aislamiento lo más importante es ver la temperatura máxima que aguanta la máquina. El aislamiento son los materiales que separan los devanados entre sí. El aislamiento funciona con el calor, a mayor calor, menos durará y habrá que cambiarlo antes para evitar peligros, por eso, lo que define al aislamiento es la temperatura máxima que aguanta.

Todos los aislamientos y sus clasificaciones están recogidas en una norma: IEC60085 [12] que resumidamente dice:

AISLAMIENTO	T maxima [°C]
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180
N/C	>200

Tabla 7: Aislamientos de la maquina

Se supone que la temperatura en La Palma como máximo podría llegar a los 40 °C, si el devanado se calentase mucho por alguna sobre intensidad, supongamos 60 °C daría 100°C. Para esta temperatura, si se elige el aislamiento más utilizado, el aislamiento F, daría un margen de 55 °C.

Con esto se concluye que el aislante de la maquina será el tipo F, de tempera máxima de 155 °C

Los siguientes datos son los constructivos de la maquina:

- $p = 4$ (dos pares de polos)
- $w_{sinc} = 1500 \text{ rpm}$
- Rotor: cilíndrico de polos lisos y de acero de alta permeabilidad
- $R_{rot} = 0,824 \text{ m}$
- $L = 1,5 \text{ m}$
- $M = 25.116,9 \text{ kg}$
- Conexión: Estrella con neutro puesto a tierra ($z_n = 1154,7 \Omega$)
- Aislamiento de Clase F
- Refrigeración Aire

Ahora se va a continuar con el diseño del compensador síncrono. Para ello, se continuará con a hacer el estudio de las reactancias.

Todas las maquinas síncronas tienen dos reactancias, una en la dirección del rotor (el eje d) y los otros noventa grados adelantada a la dirección del eje d (el eje q).

El compensador síncrono que se usará para La Palma cilindro de rotor liso por lo que a la hora de calcular las diferentes reactancias hay que tener en cuenta que como es liso no tiene

sentido el estudio del eje transversal o en cuadratura (eje q) ya que la maquina es isótropa, entonces desaparece a la necesidad de hacer distinciones entre los dos ejes ya que serán iguales.

$$x_d = x_q$$

Ahora se va a elegir la x_d .

Para elegir al x_d hay que tener en cuenta que la x_d es la reactancia en el eje d, en régimen permanente. Sus valores normales teniendo en cuenta que estamos diseñando una maquina mediana serían los siguientes:

$$x_d \in \{1,5 ; 1,8\}$$

Para el compensador síncrono, se ha elegido que sea una reactancia de 1,5, este número está situado en el extremo inferior. Esto se ha hecho para que la maquina sea capaz de dar los 15 MVA para los que ha sido creada, se explicará a continuación, al final del capítulo.

$$x_d = 1,5 \text{ pu}$$

Una vez explica la reactancia en régimen permanente, se va a pasar a la transitoria. Esta vez el rango típico de esta reactancia es el siguiente:

$$x'_d \in \{0,2 ; 0,45\}$$

Esta reactancia domina la intensidad de la falta, continuando con la decisión de que las reactancias sean altas, la reactancia será:

$$x'_d = 0,4 \text{ pu}$$

Por último, queda la reactancia subtransitoria. Es la que domina los primeros milisegundos después de la falta por lo que será la más pequeña de las tres. En general como cada una afecta en un tiempo, se relacionan de la siguiente manera:

$$x''_d < x'_d < x_d$$

Esta al ser la más pequeña de las tres esta en este rango:

$$x''_d \in \{0,12 ; 0,25\}$$

En particular, para continuar con el hilo del desarrollo, se ha cogido una reactancia subtransitoria un poco más pequeña de lo que se estaban cogiendo las otras para que aporte más potencia de cortocircuito. Por lo que queda:

$$x''_d = 0,2 \text{ pu}$$

Ahora de las reactancias solo quedaría calcular las mismas, pero en el sistema de secuencia, impedancia directa, indirecta y homopolar.

La reactancia de secuencia directa tiene la siguiente formula:

$$x_1 = x''_d = 0,2 \text{ pu}$$

La reactancia subtransitoria domina las faltas. Esto se ve claramente en esta fórmula, la reactancia de secuencia directa en este caso de maquina es igual a la subtransitoria por lo que esta última afectara a la intensidad de cortocircuito y por última instancia a la potencia de cortocircuito de la red.

Continuando con la reactancia de secuencia indirecta, esta tiene la siguiente formula:

$$x_2 = \frac{x''_d + x''_q}{2} = 0,2$$

Ambas reactancias subtransitorias son iguales al ser rotor liso por lo que la reactancia de secuencia inversa será también de 0,2

Por último, quedaría la reactancia de secuencia homopolar. Esta es la más pequeña de las tres y tiene un rango del 20-40% de x_1 . En este caso, se ha cogido el punto medio por lo que quedaría:

$$x_0 = 0,3 * 0,2 = 0,06 \text{ pu}$$

Como resumen de las reactancias de la maquina serían las siguientes:

- $x_d = 1,8 pu$
- $x'_d = 0,4 pu$
- $x''_d = 0,2 pu$
- $x_1 = 0,2 pu$
- $x_2 = 0,2 pu$
- $x_0 = 0,06 pu$

Una vez que ya han sido explicadas las tres reactancias del sistema de secuencias, quedaría por definir las constantes de tiempo que las acompañan. Estas constantes son muy importantes porque indican el tiempo que tardan en pasar de una fase de la falta a la siguiente.

La idea es esta: cuando aparece una corriente de falta, la maquina va reaccionando hasta que se va por completo la falta, estas constantes nos indican el tiempo que tarda en cada una de las fases ya que la corriente de falta se va extinguiendo poco a poco. Según pasa el tiempo la maquina pasa de subtransitorio a transitorio y por último a régimen permanente, que desaparece la falta.

Se definirán, al ser una máquina de rotor liso cilíndrica, en circuito abierto porque son las constantes dinámicas que darían los fabricantes. Las dos constantes están conectadas entre sí de la siguiente manera:

$$\tau''_{d0} < \tau'_{d0}$$

Se empezará definiendo la constante de tiempo transitoria de circuito abierto, esta es la que gobierna el devanado de excitación, el campo magnético del rotor. Aquí al ser una maquina grande y con muchas espiras, las corrientes tardan más tiempo en extinguirse por eso es la constante más grande.

Los valores típicos de esta suelen ser:

$$\tau'_{d0} \in \{4 ; 8\} \text{ segundos}$$

El valor elegido en este caso ha sido:

$$\tau'_{d0} = 6 \text{ s}$$

A continuación, se estudiarán la constante subtransitoria. Esta gobierna los amortiguadores de la máquina que tienen poca inductancia por lo que su corriente de falta se disipa mucho más rápido. Por eso, la constante de tiempo aquí va a ser mucho más pequeña. Esta corriente está muy relacionada con la reactancia subtransitoria de la máquina, esta indica cuanto es el tiempo que tarda el pico de intensidad en ser disipado. El valor que se ha tomado es el siguiente:

$$\tau''_{d0} = 0,03 \text{ s}$$

Resumiendo, las constantes que han sido elegidas son las siguientes:

- $\tau'_{d0} = 6 \text{ s}$
- $\tau''_{d0} = 0,03 \text{ s}$

Para terminar con el dimensionamiento de la máquina, queda diseñar la excitación y los límites de generación del generador. Estos límites son muy importantes porque nos enseñan en la realidad en que puntos se pueden trabajar, cuanta reactiva podrá generar o cuanta reactiva podrá absorber. Todos estos límites se juntarán y estarán representados en la curva de capacidad.

Se parte de la formula, que se ve a continuación, esta es la fórmula de una maquina síncrona que muestra la potencia reactiva que aporta o absorben las maquinas síncronas. En este caso, el compensador síncrono no genera casi potencia activa por lo que se asumirá que no genera, esto hace que la diferencia de ángulo entre la tensión en bornes y la E_0 sea nula, haciendo el coseno de este ángulo la unidad.

$$Q = \frac{V * (E_0 * \cos \delta - V)}{x_d}$$

Definiendo los elementos que salen en la fórmula:

- V : tensión en bornas del compensador
- E_0 : Fuerza electromotriz interna, es proporcional a la corriente de excitación.

- δ : Diferencia de ángulos de la fuerza electromotriz y la tensión en bornas (0 en este caso)
- x_d : La reactancia en régimen permanente del compensador
- Q : potencia generada o consumida

Para todos estos datos, se trabajará en bases del compensador síncrono ($S_N = 15 \text{ MVA}$, $U_N = 20 \text{ V}$). Se asumirá que la tensión en bornes es 1 pu, para hacer el diseño a condiciones nominales.

Despejando de esta fórmula la fuerza electromotriz resulta:

$$E_0 = V + \frac{Q * x_d}{V}$$

Esta fórmula explica que cuando la tensión es mayor que la E_0 , la maquina estará consumiendo reactiva, mientras que si la E_0 es mayor que la tensión estará generando reactiva.

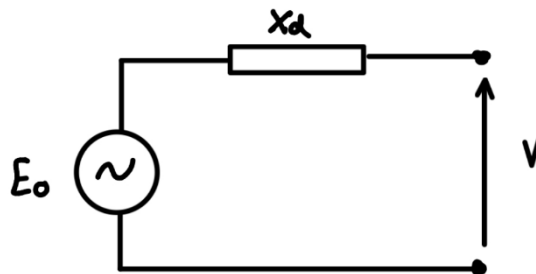


Figura 13: Simplificación de la máquina síncrona

El primer limite que habrá que tener en cuenta será la fuerza electromotriz máxima, esto es debido a que, tu maquina debido a sobrecalentamientos, tiene un límite de E_0 , este límite viene determinado por la máxima intensidad de excitación que puedes absorber sin exponer a peligros al sistema. En este ejercicio se supondrá que por encima de 2,5 sería peligrosos para el aislamiento:

$$E_{0max} = 2,5 \text{ pu}$$

Sustituyendo en la fórmula de la reactiva, la máxima reactiva que podría generar el sistema será:

$$Q_{max} = \frac{V * (E_0 * \cos \delta - V)}{x_d} = \frac{1 * (2,5 - 1)}{1,5} = 1 \text{ pu} = 15 \text{ MVar}$$

Con estos datos, lo que se ha conseguido es que el compensador síncrono trabaje en sus límites de corriente aprovechando así toda su capacidad.

En el caso contrario, también hay un límite inferior de potencia reactiva consumida, si pasas este límite se generaría un par magnetizante que irá aumentando, acelerando así el rotor más y más. Para evitar este suceso, hay que definir un límite inferior de reactiva.

La potencia activa intercambiada por una máquina de rotor liso con la red responde a la expresión $P = \frac{E_0 * V}{x_d} * \sin \delta$, siendo δ es el ángulo de carga, el desfase entre la fuerza electromotriz interna E_0 y la tensión en bornes V . La rigidez del enganche entre el rotor y el campo giratorio del estátor queda caracterizada por el coeficiente de sincronización de potencia, definido como la derivada de la potencia respecto al ángulo de carga en el punto de operación:

$$S_p = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_0 * V}{x_d} * \cos \delta$$

Para que sea estable, el valor S_p tiene que ser positivo, si este valor es positivo, ante una perturbación, el par generado se opondrá y volverá a su posición inicial. En caso contrario, aparecería un par que favorecería el deslizamiento de la maquina acelerándola y perdiendo el sincronismo.

Para que no pase esto ($S_p < 0$), hay que tener en cuenta dos factores, ya que los demás no pueden ser 0: Estos factores son, la fuerza electromotriz, en caso de que sea 0 o negativa S_p sería negativa y, por otro lado, el ángulo de carga, si este ángulo es 90 grados, el coseno será 0 y el compensador sufrirá peligro.

Sin embargo, el segundo caso, como se puede ver en los diagramas fasoriales no preocupa ya que, aunque trabaje como generador o consumidor de energía la tensión en bornas de la maquina y la fuerza electromotriz siempre van a estar alineadas.

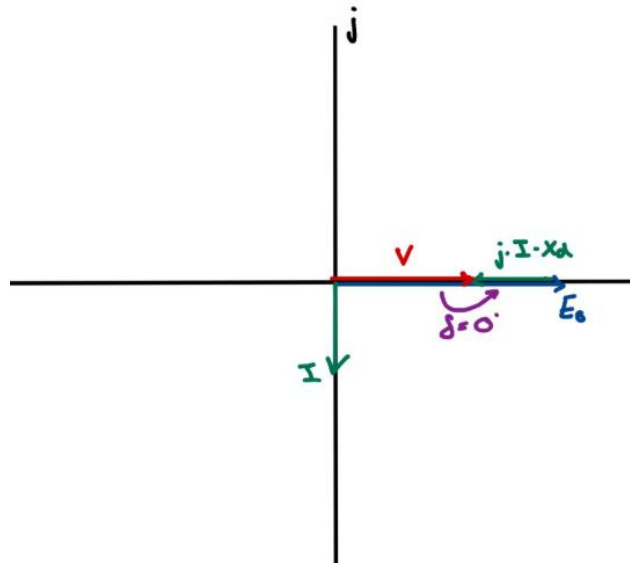


Figura 14: Diagrama fasorial del compensador en caso de generar Q

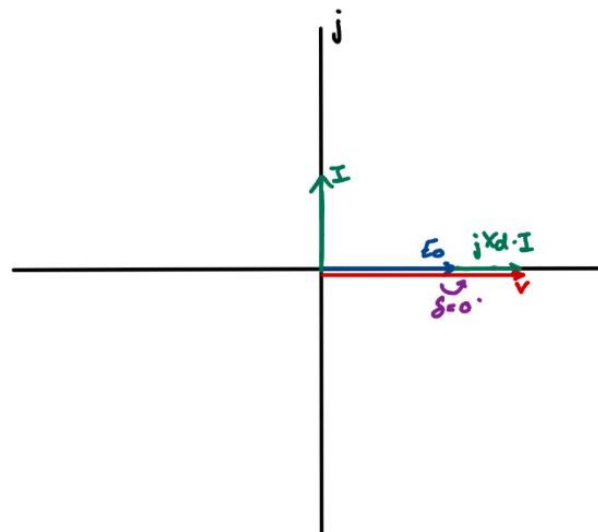


Figura 15: Diagrama fasorial del compensador en caso de consumir Q

Por el otro lado, lo que de verdad limita la maquina a no perder el sincronismo va a ser un mínimo de fuerza electromotriz, por debajo de este límite sería peligroso operar. La máquina se quedaría sin par y se volvería muy inestable por lo que el límite inferior de la maquina síncrona va a ser de $E_0 > 0,1 \text{ pu}$

$$E_{0min} = 0,1 \text{ pu}$$

Ahora se calculará la potencia reactiva mínima, que va a poder absorber el compensador cumpliendo la restricción de que no puede ser menor que 0,1 la fuerza electromotriz.

$$Q_{min} = \frac{V * (E_0 * \cos \delta - V)}{x_d} = \frac{1 * (0,1 - 1)}{1,5} = -0,6 pu = -9 MVar$$

Con estos datos, se puede dibujar la curva de capacidad de la máquina, que queda de la siguiente manera:

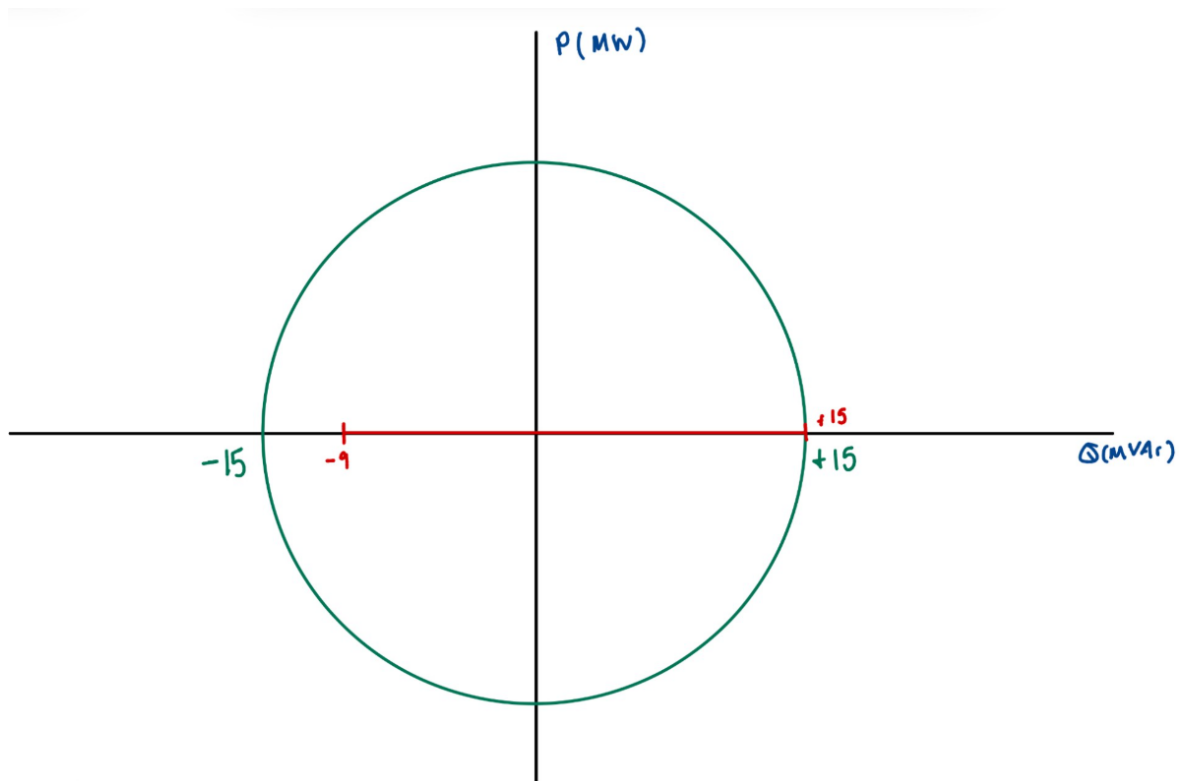


Figura 16: Curva de capacidad del compensador síncrono

Como se puede ver en esta gráfica, en rojo se muestra la zona donde va a trabajar el compensador.

Para entender estos límites, hay que distinguir los dos tipos que hay:

Límites térmicos, que son los 15 MVA, este valor no se puede superar debido a que se sobrecalentaría el aislante y podría generar problemas. También hay límites por excitación máxima y mínima, si excitas de más la máquina se sobrecalienta y podría fundirse el aislante por lo que puede ser peligroso. Por último, el límite por subexcitación, si se supera la

potencia absorbida la maquina generaría un par que, en vez de oponerse a las variaciones de frecuencia para volver al valor nominal, aceleraría la maquina desincronizándola. En conclusión, la maquina tiene que generar entre los limites -9 y 15 MVar.

Resumiendo, todo lo que se ha ido exponiendo en este apartado, la maquina síncrona quedaría con la siguiente ficha técnica:

FICHA TECNICA

Datos Nominales:

- $S_n = 15 \text{ MVA}$
- $U_n = 20 \text{ kV}$
- $I_n = 433 \text{ A}$
- $\cos \varphi = 0,015 \approx 0$
- $P_{perdidas} = 225 \text{ kW}$

Datos Constructivos:

- $p = 4$ (dos pares de polos)
- $w_{sinc} = 1500 \text{ rpm}$
- Rotor: cilíndrico de polos lisos y de acero de alta permeabilidad
- $R_{rot} = 0,824 \text{ m}$
- $L = 1,5 \text{ m}$
- $M = 25.116,9 \text{ kg}$
- Conexión: Estrella con neutro puesto a tierra ($z_n = 1154,7 \Omega$)
- Aislamiento de Clase F
- Refrigeración Aire

Reactancias (pu):

- $x_d = 1,5 \text{ pu}$
- $x'_d = 0,4 \text{ pu}$
- $x''_d = 0,2 \text{ pu}$
- $x_1 = 0,2 \text{ pu}$
- $x_2 = 0,2 \text{ pu}$
- $x_0 = 0,06 \text{ pu}$

Constantes de Tiempo

- $\tau'_{d0} = 6 \text{ s}$
- $\tau''_{d0} = 0,03 \text{ s}$

Inercia

- $H = 7 \text{ s}$
- $E_c = 105 \text{ MJ}$
- $J = 8527 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
- $v = 129,43 \text{ m/s}$

Sistema de Excitación:

- $E_{0max} = 2,5 \text{ pu}$
- $E_{0min} = 0,1 \text{ pu}$
- $Q_{max} = 15 \text{ MVar}$
- $Q_{min} = -9 \text{ MVar}$
- $\text{Limite: } \pm 15 \text{ MVar}$

Una vez que se ha visto ya el diseño del compensador síncrono se procederá con el cálculo del transformador que conectará el compensador con la red.

Lo primero será la elección de la potencia nominal del transformador. Para seguir con el criterio, la potencia nominal del transformador tiene que ser al menos 1,2 veces la potencia nominal de la máquina conectada, y después de esto, se elegirá el valor que sea más fácil de construir para los fabricantes de transformadores.

$$S_{N,trafo} = 1,2 * S_{n,syncon} = 1,2 * 15 = 18 \text{ MVA}$$

EL más cercano sería

$$S_{N,trafo} = 20 \text{ MVA}$$

Una vez que la potencia ha sido elegida, se estudiará la tensión. En el lado de baja, la tensión nominal será la de la máquina a la que está conectando a la red por lo que en este caso es 20 kV. En el lado de alta tensión, la tensión tiene que ser la de la red ya que está siendo conectada directamente a la red por lo que será de 66kV.

$$U_{N,alta} = 66 \text{ kV}$$

$$U_{N,baja} = 20 \text{ kV}$$

Como con los transformadores anteriores la conexión a la red será YNd11, así protegemos la máquina de posibles faltas a tierra del transformador.

La tensión de cortocircuito al ser un transformador de medio tamaño se utilizará una tensión de cortocircuito:

$$u_{cc} = 8\%$$

Por último, como se ha visto en el modelado de la red estos transformadores tienen que estar asilados mediante aceite y deben tener una refrigeración del tipo ONAF.

Por lo que quedaría el siguiente transformador:

- $S_{N,trafo} = 20 \text{ MVA}$
- $U_{N,alta}/U_{N,baja} = 66 \text{ kV}/20 \text{ kV}$
- $u_{cc} = 8\%$
- Conexión YNd11
- Aislamiento: Aceite
- Refrigeración: ONAF

Con el estudio del transformador y el compensador síncrono, se da por terminado este apartado.

3.4 IMPLANTACIÓN NUMÉRICA

Una vez que ya se han definido todos los parámetros de la red por separado en los anteriores apartados, se tienen ya todos los datos necesarios para realizar el estudio numérico que sea necesario. En este apartado se resumirá de cara a poder facilitar y juntar todos los datos.

Bases del sistema

La implantación numérica se realizará con una base única para todo el sistema, esta base será de $S_{base} = 100 \text{ MVA}$ con una frecuencia nominal de 50 Hz ya que es la nominal en España. Todos los elementos de la red estarán puestos en pus en este sistema.

Por otro lado, faltan las tensiones base, como se ha visto, en la red de transporte la tensión nominal son 66 kV por lo que será la tensión base. En el nudo renovable y en el nudo del compensador síncrono, la tensión base será de 20 kV y, por último, en el nudo de la central térmica de Los Guinchos habrá una tensión base de 10,5 kV.

Por último, hay que comentar que hay ciertas constantes que usan distintas bases como la inercia H , que su base es la potencia aparente nominal de la máquina, el estatismo R , cuya potencia base es la potencia activa nominal de la máquina y el amortiguamiento de la carga D , que su potencia base es la potencia demandada en ese mismo instante. Aunque todas tengan sus propias bases se pasarán a la base del sistema 100 MVA para así poder hacer una correcta comparación.

Parámetros de la red

	S_n	U_n alta	U_n baja	z_{cc} [pu]
T1 (Renovables)	16 MVA	66 kV	20 kV	$j0,625$
T2 (Guinchos)	160 MVA	66 kV	10,5 kV	$j0,075$
T3 (Syncon)	20 MVA	66 kV	20 kV	$j0,4$

Tabla 8: Parámetros de los transformadores

	Tipo	z
L24 (Valle de Aridane-Santa Cruz)	LA-180	$0,0368 + j0,0699$
L45 (Santa Cruz-San Andrés)	LA-180	$0,0451 + j0,0858$

Tabla 9: Parámetros de las líneas

Parámetros de los generadores

Central Térmica de Los guinchos	
S_n	126,2 MVA
P_n	107,26 MW
P_{min}	3,129 MW
grupos	12
U_n	10,5 kV
H	2,5 s
R	4%
x_d'	0,18 pu

Tabla 10: Parámetros de los Guinchos

Central Renovables	
Sn	11,68 MVA
Pn	11,68 MW
Pmin	0 MW
grupos	-
Un	20 kV
H	0 s
R	0%
xcc	1 pu

Tabla 11: Parámetros de la central renovable

Compensador Síncrono	
Sn	15 MVA
Qn	11,68 MW
Qmin	-9 MW
grupos	-
Un	20 kV
H	7 s
R	0%
xd''	0,2 pu
xd	1,5 pu

Tabla 12: Parámetros del compensador síncrono

Los datos de la maquina están puestos en base de las propias maquinas, el propio sistema de cálculo los pasará a la base general elegida.

Herramientas empleadas

EL análisis se va a realizar con dos herramientas que son complementarias entre sí. Para el estudio en régimen permanente se realizará el estudio en la aplicación PSSE, mientras que para el estudio dinámico se va a utilizar una herramienta de Matlab-Simulink llamada PSAT. El desarrollo y los cálculos realizados están en el apartado 4.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 FLUJO DE CARGAS EN RÉGIMEN PERMANENTE

4.1.1 FLUJO DE CARGAS EN RÉGIMEN PERMANENTE (CASO SIN SYNCON)

En este apartado se va a estudiar el comportamiento del sistema eléctrico de La Palma en régimen permanente mediante el cálculo del flujo de cargas. En primer lugar, se analizará el sistema sin la presencia del compensador síncrono, con el objetivo de estudiar el flujo de potencia y ver los posibles problemas que hay. Como recordatorio, esta figura es el sistema eléctrico de La Palma sin el compensador síncrono conectado.

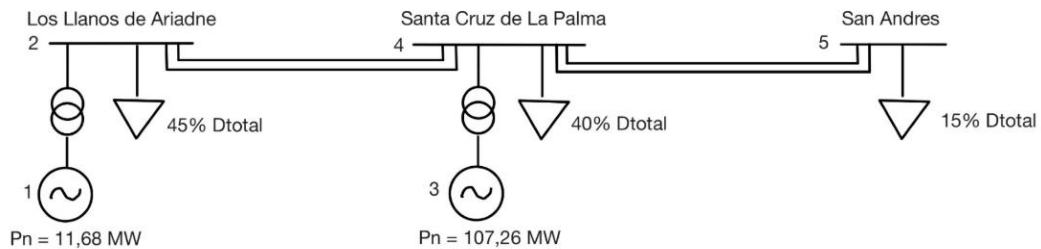


Figura 17: Modelo eléctrico de la isla de La Palma

Ahora, con todos los datos recopilados del modelado de la red y del compensador síncrono se comenzará a hacer el estudio del régimen permanente del sistema.

Se tomará como bases generales $S_{BASE} = 100 \text{ MVA}$.

Lo primero para el cálculo del flujo de potencia sería definir los tipos de nudo, para eso se hará una tabla definiendo el nudo, que tipo es, si tiene Miss match de Potencia Activa o Reactiva, si varia su ángulo y si varia su tensión.

Nudo	Tipo de Nudo	Existe MP	Existe MQ	Varia θ	Varia V
1- Nudo Renovables	PV	SI	NO	SI	NO
2- Los Llanos	PQ	SI	SI	SI	SI
3- Guinchos	SWING	NO	NO	NO	NO
4- Santa Cruz	PQ	SI	SI	SI	SI
5- San Andres	PQ	SI	SI	SI	SI

Tabla 13: Tipos de nudo en La Palma

Ahora se continuará con el cálculo de la Ybus:

- Para el primer transformador que esta entre los nudos 1 y 2

Al ser un transformador, primero calculará su z_{cc}

$$z_{cc} = u_{cc} = 0,1 \text{ pu}$$

Ahora al estar en pu con base del transformador, hay que pasarlo a la base global del sistema, para ello se calcularán ambas bases.

$$Z_{base,trafo} = \frac{U^2}{S} = \frac{20^2}{16} = 25 \Omega$$

$$Z_{base,sist} = \frac{U^2}{S} = \frac{20^2}{100} = 4 \Omega$$

Entonces esto hace que la z_{cc} del trafo sea:

$$z_{cc} = 0,1 * \frac{Z_{base,trafo}}{Z_{base,sist}} = j * 0,625 \text{ pu}$$

Ahora se continuará con la relación de transformación t del transformador, hay que tener en cuenta que al ser YNd11 el ángulo de t será -30 ya que la fase de baja está 30 grados por detrás que la de alta, aunque no se tendrá en cuenta para que sea la matriz simétrica

$$t = \frac{\frac{66}{20}}{\frac{66}{20}} = 1$$

Ahora si que se puede calcular la matriz Ybus de este transformador para los nudos 1 y 2

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} \frac{1}{z_{cc}} & \frac{1}{z_{cc} * t} \\ \frac{1}{z_{cc} * t} & \frac{1}{z_{cc} * t^2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j * 1,6 & -j * 1,6 \\ -j * 1,6 & -j * 1,6 \end{bmatrix}$$

- Para el siguiente transformador se repetirán los cálculos de este primero

$$z_{cc} = u_{cc} = 0,12 \text{ pu}$$

$$Z_{base,trafo} = \frac{U^2}{S} = \frac{10,5^2}{160} = 0,689 \Omega$$

$$Z_{base,sist} = \frac{U^2}{S} = \frac{10,5^2}{100} = 1,103 \Omega$$

$$z_{cc} = 0,12 * \frac{Z_{base,trafo}}{Z_{base,sist}} = j * 0,075 \text{ pu}$$

$$t = \frac{\frac{66}{10,5}}{\frac{66}{10,5}} = 1$$

Ahora sí que se calculará la matriz Ybus de este transformador para los nudos 3 y 4

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} \frac{1}{z_{cc} * t^2} & \frac{1}{z_{cc} * t} \\ \frac{1}{z_{cc} * t} & \frac{1}{z_{cc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j * 13,33 & -j * 13,33 \\ -j * 13,33 & -j * 13,33 \end{bmatrix}$$

Ahora para las líneas hay que pasarlas solo a la base del sistema, que es la base del transporte:

$$Z_{base,sist} = \frac{66^2}{100} = 43,56 \Omega$$

Entonces las impedancias de las líneas quedarían de la siguiente forma (importante recordar que hay dos líneas en paralelo por cada línea:

- Línea 2-4 Los Llanos de Ariadne – Santa Cruz

$$Z_l = 0,037 + j * 0,07 \text{ pu}$$

$$\frac{Y_l}{2} = j * 0,001932 \text{ pu}$$

- Línea 4-5 Los Llanos de Ariadne – Santa Cruz

$$Z_l = 0,045 + j * 0,0858 \text{ pu}$$

$$\frac{Y_l}{2} = j * 0,002371 \text{ pu}$$

Añadiendo esto a las impedancias que se habían calculado, quedaría una Ybus de la siguiente manera. Para la Ybus hay que quitar la parte real de las admitancias

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} -j * 1,6 & j * 1,6 & 0 & 0 & 0 \\ j * 1,6 & 5,9 - j * 12,8 & 0 & -5,9 + j * 12,8 & 0 \\ 0 & 0 & -j * 13,33 & j * 13,33 & 0 \\ 0 & -5,9 + j * 12,8 & j * 13,33 & 10,7 - j * 33,66 & -4,8 + j * 9,13 \\ 0 & 0 & 0 & -4,8 + j * 9,13 & 4,8 - j * 9,13 \end{bmatrix}$$

Una vez terminado el cálculo de la Ybus se pasará a ver los datos del ejercicio que serán los siguientes.

Nudo	Tipo de Nudo	V constante	Angulo inicial	P esperada (MW)	Q esperada (MVar)
1- Nudo Renovables	PV	1,02	-	11,68	-
2- Los Llanos	PQ	-	0	-14,02	-6,79
3- Guinchos	SWING	1,03	0	-	-
4- Santa Cruz	PQ	-	0	-12,46	-6,04
5- San Andrés	PQ	-	0	-4,67	-2,26

Tabla 14: Datos base del sistema para el cálculo del fcdc

Ahora se procederá con el cálculo de los primeros miss-matches, para eso, hay que pasar las potencias a pu por lo que las se dividen por Sbase, también, al ser los primeros, la potencia calculada es 0 por lo que el mismatch es solo las potencias esperadas.

$$MP = P_e - P_c$$

$$MQ = Q_e - Q_c$$

Siendo:

$$Pc_i = V_i^2 * G_{ii} + \sum_{i \neq j} V_i * V_j * (G_{ij} * \cos \theta_{ij} + B_{ij} * \sin \theta_{ij})$$

$$Qc_i = -V_i^2 * B_{ii} + \sum_{i \neq j} V_i * V_j * (G_{ij} * \sin \theta_{ij} - B_{ij} * \cos \theta_{ij})$$

Entonces el resultado daría el siguiente vector de los mismaches:

$$\begin{bmatrix} MP_1 \\ MP_2 \\ MP_4 \\ MP_5 \\ MQ_2 \\ MQ_4 \\ MQ_5 \end{bmatrix} = [] pu$$

Ahora como se va a resolver el problema por el método de Newton-Raphson se tiene que calcular la jacobiana, que se calcula de la siguiente manera:

$$J = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix}$$

Definiendo las J

$$J_{P\theta ii} = \frac{dPc_i}{d\theta_i} \quad J_{P\theta ij} = \frac{dPc_i}{d\theta_j}$$

$$J_{PV ii} = V_i * \frac{dPc_i}{dV_i} \quad J_{PV ij} = V_j * \frac{dPc_i}{dV_j}$$

$$J_{Q\theta ii} = \frac{dQc_i}{d\theta_i} \quad J_{Q\theta ij} = \frac{dQc_i}{d\theta_j}$$

$$J_{QV ii} = V_i * \frac{dQc_i}{dV_i} \quad J_{QV ij} = V_j * \frac{dQc_i}{dV_j}$$

Tomando los valores de la Jacobiana daría una matriz 7×7 , para sustituir se toman los valores que ya se saben de los diferentes nudos y suponemos $v=1$ en los puntos que no sabemos:

De esta fórmula sacas despejando, las variaciones de tensión y ángulo para posteriormente sacar las tensiones y los ángulos de esta iteración. Con estas tensiones y ángulos acabamos la primera iteración.

Para comprobar si esta iteración es la última, calculas los nuevos MP y MQ si son menores todos que tu error definido entonces es la iteración definitiva sino vuelves a empezar el proceso con los datos nuevos de mismaches (MP y MQ).

Calculando los datos que salen del flujo de cargas:

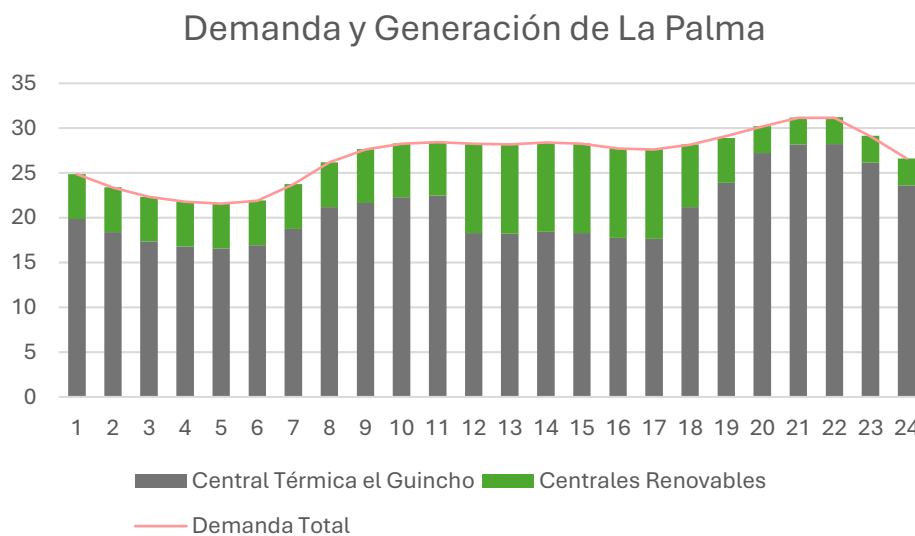


Figura 18: Grafico de la demanda y generación de La Palma por hora

Como se puede ver en esta imagen, la mayor parte de la curva de la demanda es rellenada con potencia generada en la central de Los Guinchos, esto es debido a que es la que mayor potencia total tiene y sobre la que recae el peso de cubrir la mayor parte de la demanda. Las renovables se ha simulado que son poco activas por la noche y por la mañana (de 3 a 5 MW de generación a esas horas) y muy activas a la hora del medio día, llegando a los 10 MW de generación renovable, esto nos enseña que las renovables no siguen la curva de la demanda, es, sin embargo, la central de los Guinchos la encargada de seguirla y suministrar la potencia

casi al completo. También se observa en la gráfica de la demanda la ratio punta-valle es de aproximadamente 1,45 en pocas horas. Este indicador avisa de que el sistema se está viendo sometido a una gran variación en poco tiempo, lo que resulta en más probabilidad de fallo y peores rendimientos a la hora de funcionar.

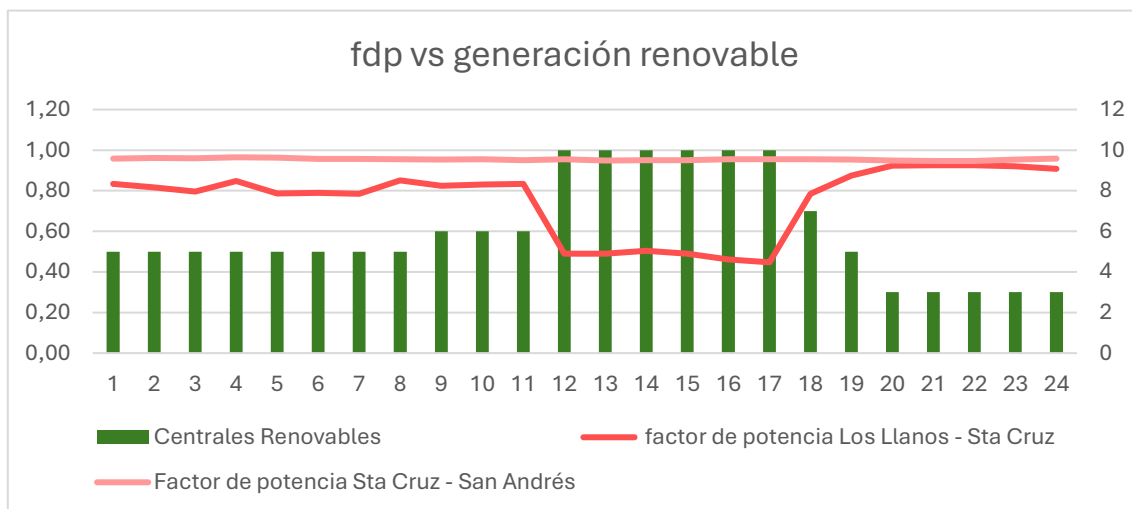


Figura 19: Fdp vs generación renovable

En el caso anterior mostrado de generación de potencia se ve el principal problema de la red: cuando quieres usar la potencia renovable, más barata y mejor para el medio ambiente, el propio sistema la rechaza ya que al aumentar la generación de potencia disminuyes la necesidad de transporte de potencia activa haciendo que el factor de potencia baje de los límites establecidos para el transporte de la red $\cos \phi > 0,85$ a un $\cos \phi$ de 0,5 por eso hay que el operador esta ahora mismo limitando la penetración de las renovables.

Cumpliendo esta restricción quedaría la siguiente generación renovable durante el día

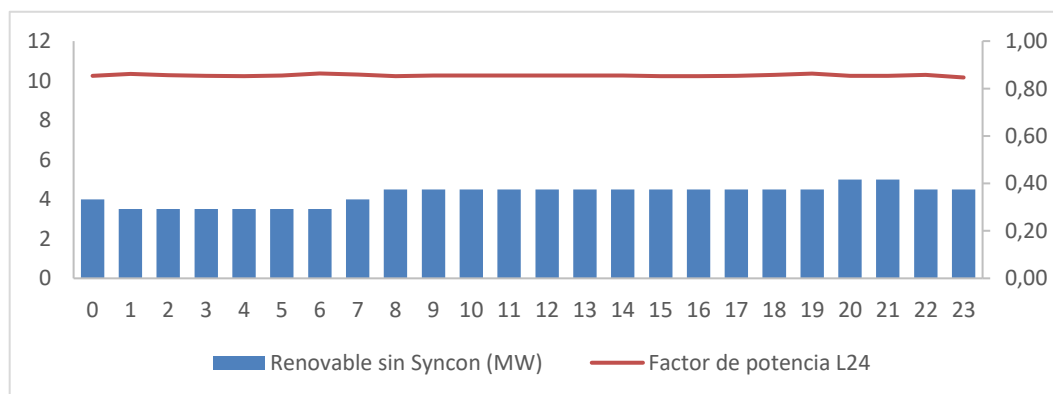


Figura 20: Fdp vs generación renovable cumpliendo la restricción del fdp

Como se puede observar, ahora el sistema si que cumple la restricción del factor de potencia. A cambio la potencia activa generada por las renovables ha disminuido notablemente, con valles de 3,5 MW y picos de 5 MW. La red del sistema está impidiendo una mejor integración de las renovables.



Figura 21: Porcentaje de penetración de las renovables

Una vez visto, en el grafico anterior como se cubre la demanda, en este grafico se hace énfasis en la mala integración de la demanda dentro del sistema eléctrico insular ya que es como máximo el 17% y como mínimo del 15%. Esto es significativamente poco, no se llega a poder integrar ni un 50% de tu energía renovable instalada.

En conclusión, como se ha podido ver en las gráficas, el factor de potencia es el principal factor limitador a la hora de integrar la potencia renovable en el sistema después de analizar el flujo de cargas.

4.1.2 ELECCIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN DEL SYNCON

Una vez que en el apartado 3.3 se ha dimensionado el compensador síncrono, quedaría ver en que partes habría que poner el compensador síncrono. Como para que sea un nudo independiente se ha decidido que el nudo este directamente conectado a un nudo de transporte de la red, hay 3 opciones. El nudo 2, el nudo 4 y el nudo 5. Se procederá a estudiar en que punto será de mayor utilidad. Los criterios que se van a usar son los tres que se han visto durante el ejercicio, aportación de reactiva para una mayor integración de la generación renovable limitada por los factores de potencia, potencia de cortocircuito y la inercia. Los dos últimos puntos pesan menos ya que la inercia la aportará de la misma manera dando más

o menos igual a que nudo esté conectado y como se verá en el punto 4.2 la potencia de cortocircuito, aunque ayudará, los nudos son ya fuertes, el SCR de todos los nudos supera 3 por lo que no será criterio crítico para el emplazamiento del compensador síncrono.

En conclusión, para el estudio del punto de conexión se estudiará el factor de potencia para una mejor integración de las renovables.

Opción 1: Situar el compensador en el nudo 2.

Se ha situado el compensador conectado al nudo 2, conectado mediante el transformador elevador que se ha diseñado para esa misma conexión a red, para el diseño del compensador síncrono, se ha puesto que sea un nudo PV, ya que así será capaz de controlar las tensiones, las potencias máximas y mínimas que se han pues son 0 MW para que no genere activa. En cambio, la potencia reactiva que se ha puesto es: Q máxima 15 MVar y Qminima -9 MVar.

Para el estudio de la integración de las renovables se ha elegido el punto máximo de consumo de demanda 31,15 MW con la central renovable dando los 11,7 MW máximos que tiene de potencia nominal. Este punto en el apartado anterior, 4.1.1 era el que mayores problemas nos daba de factor de potencia.

NUDO	Tipo	V_consigna	Qgen
1_Renovables	PV (Q=0)	1	0 MVar
3_Los Guinchos	SWING	1	6,5 MVar
6_Syncon	PV	1,0225	5,8 MVar

Tabla 15: Datos de los nudos de generación

Se ha puesto una tensión superior en el nudo del Syncon para que pueda generar más reactiva y compensar la tensión de la red y así ajustar correctamente los factores de potencia.

Con estos datos queda un flujo de cargas de la siguiente manera:

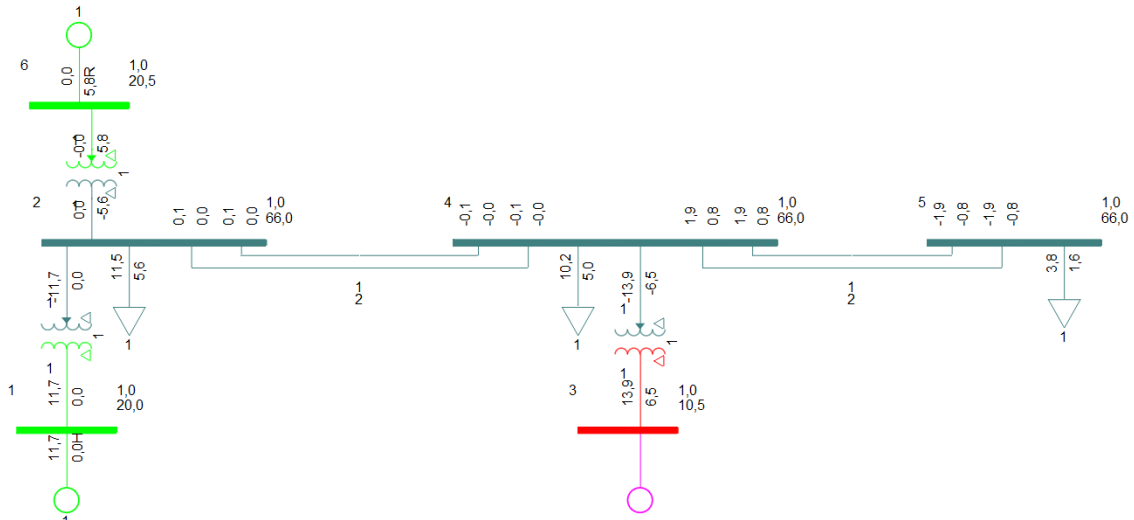


Figura 22: Conclusión del flujo de cargas con el Syncon en el nudo 2

Esto daría unos factores de potencia de:

$$\cos \varphi_{\text{linea } 1} = 1$$

$$\cos \varphi_{\text{linea } 2} = 0,922$$

Opción 2: Situar el compensador en el nudo 4.

Si se sitúa en este nudo el compensador síncrono tendrían que ir de todas formas la potencia reactiva por la línea que ya tenía un coseno de ϕ bastante bajo. Como no hay generación reactiva en el nudo 2, la reactiva iría toda del nudo 2 al 4 por lo que el coseno de ϕ , no cambiaría con respecto al estudio inicial y seguiría siendo igual e incluso más bajo.

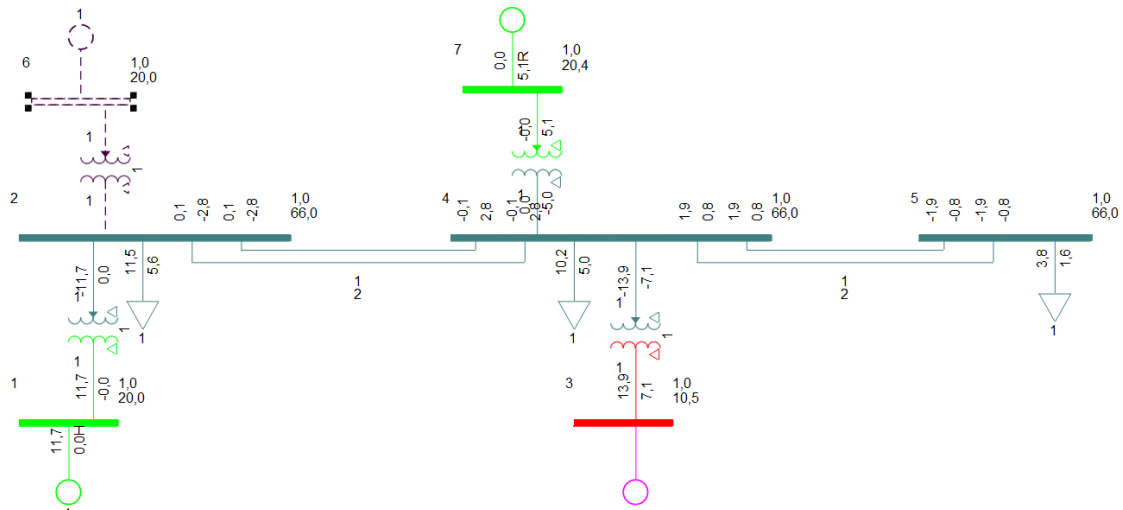


Figura 23: Conclusión del flujo de cargas con el Syncon en el nudo 4

Como se puede observar, el coseno de ϕ de la línea 1 sería bastante bajo del orden de:

$$\cos \varphi_{\text{línea 1}} = 0,036$$

Opción 3: Situar el compensador en el nudo 5.

Este sería el mismo problema que existe con la opción 2, solo que, además, se tendría un coseno de ϕ muy bajo también en la línea 2, ya que toda la reactiva tendría que atravesar el sistema entero para llegar a donde se necesita, el nudo 1

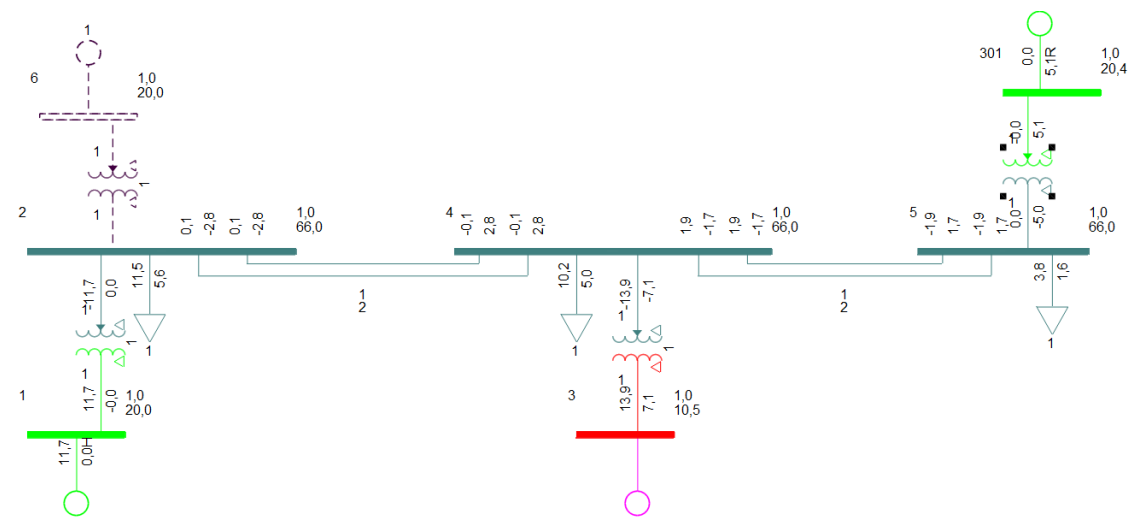


Figura 24 Conclusión del flujo de cargas con el Syncon en el nudo 5

Calculando los factores de potencia se obtiene:

$$\cos \varphi_{\text{linea } 1} = 0,036$$

$$\cos \varphi_{\text{linea } 2} = 0,745$$

En diferencia al análisis inicial, la línea 2 mantiene un coseno de fi mayor de lo esperado, esto es porque la potencia que va en vez de ir del nudo 4 al nudo 5, va del nudo 5 al 4, pero los valores absolutos son parecidos, en el caso estudiado ahora notablemente mayores que hacen que baje el factor de potencia. Por otro lado, la línea 1 sigue teniendo un factor de potencia muy malo.

Viendo estas tres opciones se decide que el compensador síncrono tiene que estar conectado al nudo 2, que es la opción 1, ya que las demás nos dejan con problemas de integración de renovables igual o mayores de los que teníamos. Además, el nudo 2 se puede ver especialmente beneficiado por el aumento de la potencia de cortocircuito ya que es de los nudos más importantes por lo que tiene que ser de los más robustos.

Recogiendo todo lo que se ha visto en este apartado, el sistema eléctrico de la isla de La Palma quedaría tal que así:

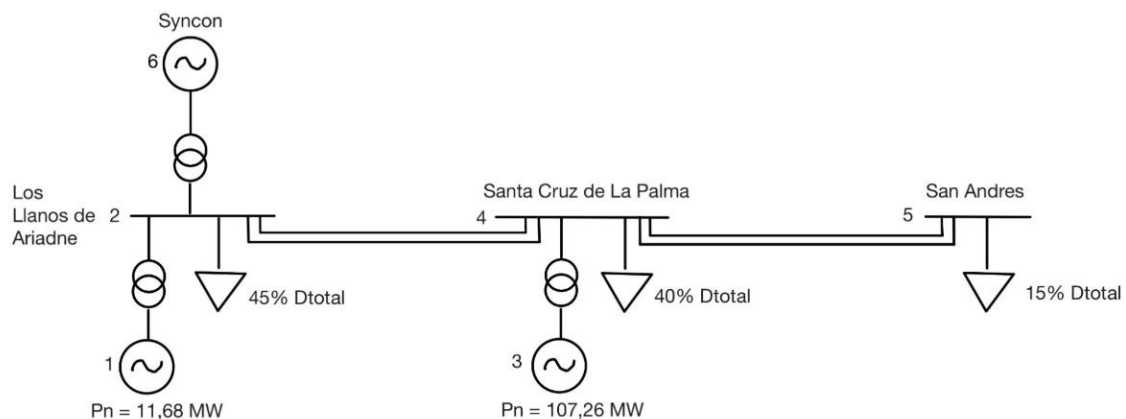


Figura 25: Modelo final del sistema eléctrico de La Palma con el Syncon

4.1.3 FLUJO DE CARGAS EN RÉGIMEN PERMANENTE (CASO CON SYNCON)

Para comenzar este apartado, se tomará como referencia el sistema anterior de la isla al que le añadiremos el compensador síncrono con los datos que se han ido modelando del mismo.

Para el cálculo del flujo de cargas de corriente continua se procederá a solucionarlo con el programa PSSE.

Una vez que se han ejecutado todos los casos estos serían los resultados:

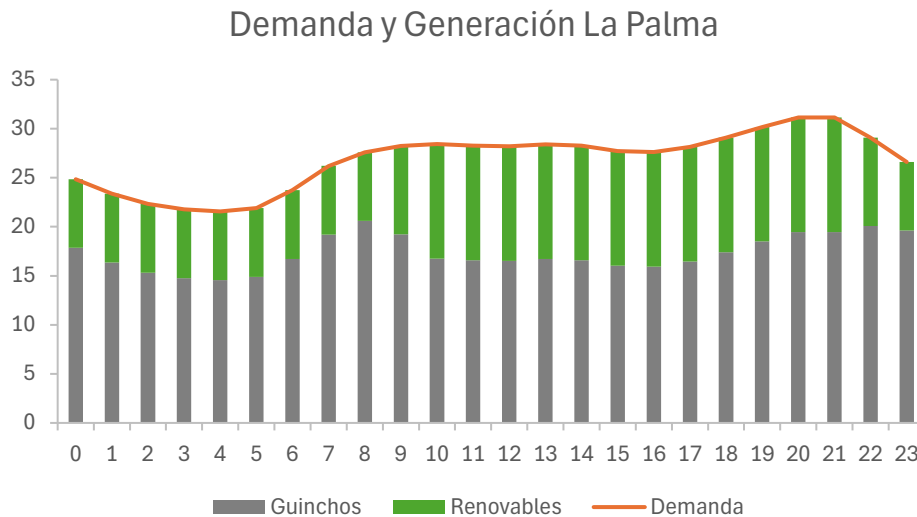


Figura 26: Grafico de la demanda y generación de La Palma

Como se puede ver en este gráfico, aunque la mayoría de la generación sigue siendo de la central de los Guinchos, ahora con la adición del compensador síncrono, la generación renovable ha tenido un notable aumento. El peso de la generación no recae en completo en la central de Los Guinchos. Se ha simulado que por la noche cuando no hay sol la renovable, generada por la eólica, es máxima con 7 MW, en cambio durante el día se ha considerado que la potencia seguirá siendo la máxima que tiene el sistema entero de 11,7 MW. Como se verá, el sistema se adapta perfectamente a esta penetración de las renovables abriendo la posibilidad a instalar más centrales renovables por la isla para una generación más responsable.

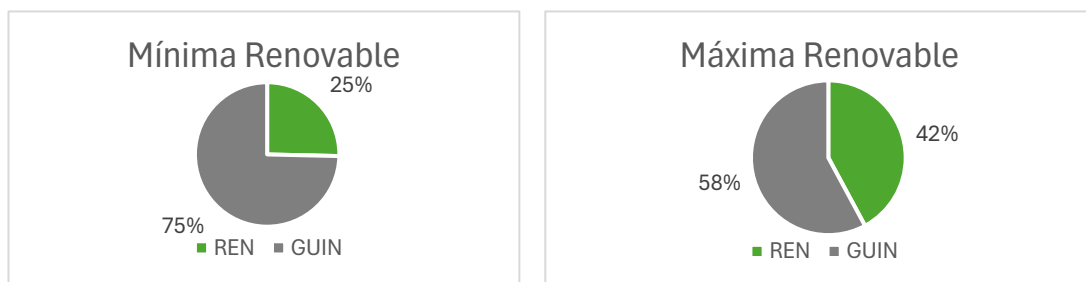


Figura 27: Penetración de las renovables con el compensador síncrono

Como se puede comprobar en estas graficas, la penetración de las renovables, gracias al compensador síncrono ha subido notablemente, pasando del 15% al 25% de la generación en el caso mínimo y subiendo del 17% al 42% en el caso de integración máxima. Estos datos son muy buenos ya que nos muestran que es posible en la isla una mayor integración de la potencia renovable gracias al compensador síncrono.

En último lugar, se estudiará el factor de potencia que en el flujo de carga sin el compensador síncrono era el principal problema de cara a aumentar la generación renovable.

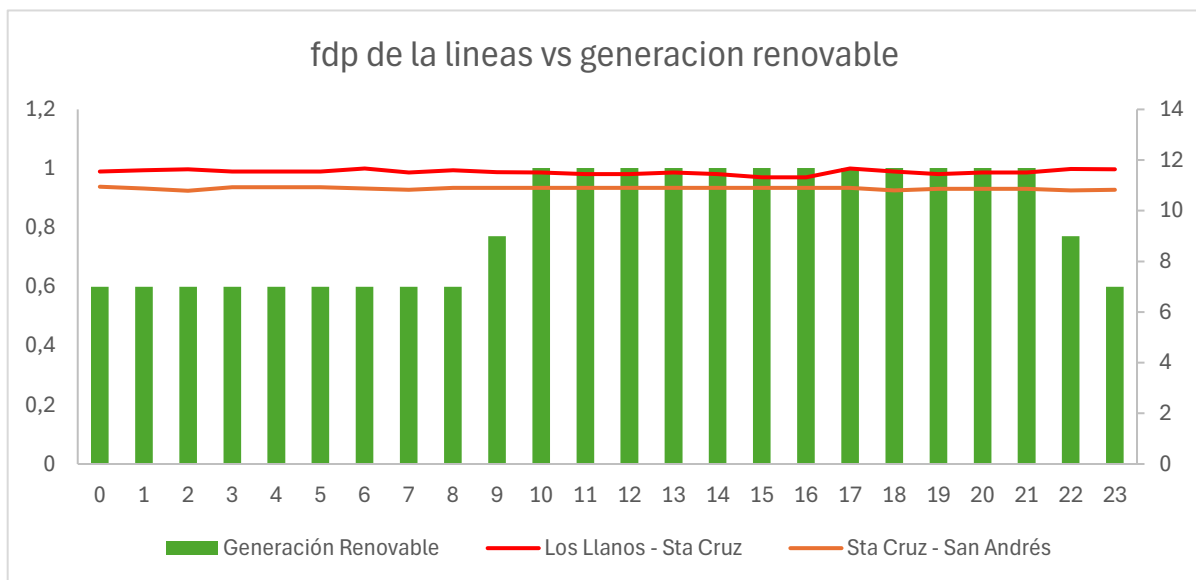


Figura 28: Factor de potencia vs generación renovable

Como se puede ver en este gráfico, se representa el factor de potencia de las líneas frente a la generación renovable. Como se vio anteriormente, debido a la penetración de las renovables el factor de potencia de la línea de Los Llanos – Santa Cruz caía en picado hasta un valor de 0,5. Esto es peligroso y limitaba la penetración de las renovables. Tras la incorporación del compensador síncrono, estos factores de potencia no sufren al aumentar la generación renovable, como se puede ver en las horas 10h - 21h. El compensador síncrono limita la potencia reactiva por la línea dando la posibilidad de aumentar la penetración de las energías renovables.

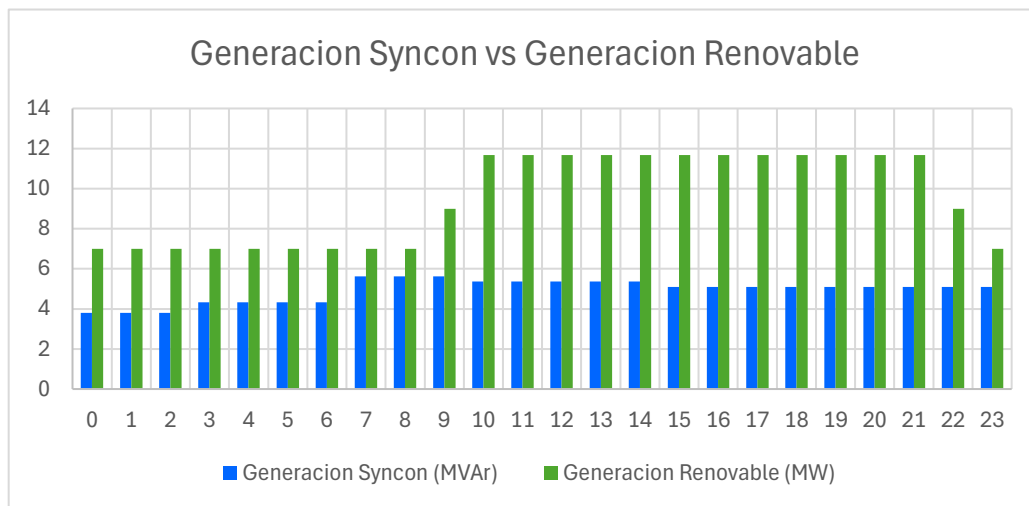


Figura 29: Generación renovable y la generación del Syncon

Esta grafica continua con el punto que se ha estado comentando, que la generación de reactiva por parte del compensador síncrono, habilita al sistema de forma segura a introducir más energía renovable.

En conclusión, el estudio del flujo de cargas con el compensador síncrono confirma que añadirlo al sistema mejora de forma muy notable el comportamiento de la red eléctrica de La Palma de cara a la energía renovable. Por una parte, permite aumentar el punto mínimo de penetración de renovable hasta el 17% y hasta el 45% en caso de máxima penetración renovable, pudiendo ser mayor si se instalan más centrales renovables. Estas nuevas instalaciones de centrales renovables tendrán que ir de la mano con instalaciones de compensadores síncronos que controlen la reactiva aportando, además, inercia a la red. Por otro lado, el factor de potencia de las líneas sin el compensador síncrono llegaba hasta 0,5 sin embargo, con compensador síncrono este alrededor de 0,9-1, que son los números deseados para las líneas.

4.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

En este apartado se va a ver la fortaleza del sistema ante faltas por eso se calculará la potencia de cortocircuito de cada nudo, además, se calcularán las faltas trifásicas en todos los nudos, que son las faltas de referencia para ver la robustez de un sistema, además se calcularan los

valores de las faltas bifásicas y monofásicas en los puntos más relevantes del sistema. En todos estos apartados, se va a hacer el cálculo cuando hay compensador síncrono y cuando no lo hay, esto se hace para ver como ayuda el compensador síncrono al apartado de potencia de cortocircuito.

En primer lugar, se empezará con el cálculo de las potencias de cortocircuito de cada nudo, sin compensador síncrono. Como recordatorio, esta figura es el sistema eléctrico de La Palma sin el compensador síncrono conectado.

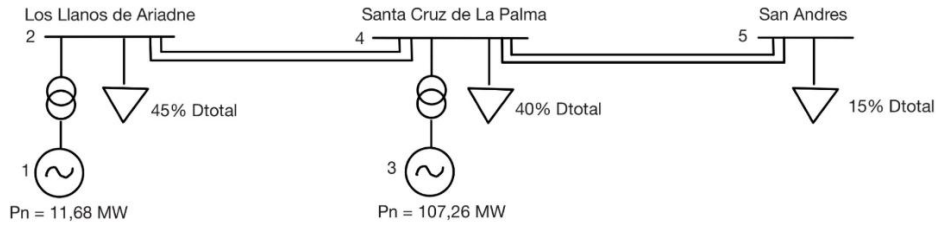


Figura 30: Modelo del sistema eléctrico de La Palma

El cálculo de cortocircuito se calcula de la siguiente manera:

1. Se calcula la impedancia de Thévenin en ese nudo
2. Se calcula la tensión de Thévenin, que será de 1 pu en todos los nudos
3. Se calcula la potencia de cortocircuito ya que tienes la tensión de cortocircuito y la impedancia de cortocircuito

Antes de empezar, como todas las impedancias están en pus de sus respectivas bases, se usará la base común: $S_{Base} = 100 \text{ MVA}$

- $x_{ccren} = 0,2 * \frac{20^2}{11,68} * \frac{100}{20^2} = j * 1,71 \text{ pu}$
- $x_{cc1} = 0,1 * \frac{20^2}{16} * \frac{100}{20^2} = j * 0,625 \text{ pu}$
- $xd''_{guinc} = 0,18 * \frac{10,5^2}{126,2} * \frac{100}{10,5^2} = j * 0,143 \text{ pu}$
- $x_{cc2} = 0,12 * \frac{10,5^2}{160} * \frac{100}{10,5^2} = j * 0,075 \text{ pu}$
- $z_{linea1} = (3,204 + j * 6,099) * \frac{100}{66^2} = 0,0736 + j * 0,14 \text{ pu}$
- $z_{linea2} = (3,933 + j * 7,475) * \frac{100}{66^2} = 0,09 + j * 0,172 \text{ pu}$

Ahora que se han calculado los datos de las impedancias, se continuará con el cálculo de las impedancias de Thévenin. Para esto, al ser cortocircuito hay que tener en cuenta las impedancias que se encuentran entre la maquina y la falta (el nudo)

Nudo 1:

$$z_{th1} = (x_{ccren}) || (x_{cc1} + (z_{linea1} || z_{linea1}) + x_{cc2} + x_{d''guinc})$$

$$z_{th1} = 0,016 + j * 0,595 pu$$

$$S_{cc1} = \frac{u_{th1}}{z_{th1}} * S_{Base} = 167,89 MVA$$

Nudo 2:

$$z_{th2} = (x_{ccren} + x_{cc1}) || ((z_{linea1} || z_{linea1}) + x_{cc2} + x_{d''guinc})$$

$$z_{th2} = 0,029 + j * 0,257 pu$$

$$S_{cc2} = \frac{u_{th2}}{z_{th2}} * S_{Base} = 386,94 MVA$$

Nudo 3:

$$z_{th3} = (x_{ccren} + x_{cc1} + (z_{linea1} || z_{linea1}) + x_{cc2}) || (x_{d''guinc})$$

$$z_{th3} = 0,00011 + j * 0,135 pu$$

$$S_{cc3} = \frac{u_{th3}}{z_{th3}} * S_{Base} = 739,61 MVA$$

Nudo 4:

$$z_{th4} = (x_{ccren} + x_{cc1} + (z_{linea1} || z_{linea1})) || (x_{cc2} + x_{d''guinc})$$

$$z_{th4} = 0,00025 + j * 0,1999 pu$$

$$S_{cc4} = \frac{u_{th4}}{z_{th4}} * S_{Base} = 500,29 MVA$$

Nudo 5:

$$z_{th5} = [(x_{ccren} + x_{cc1} + (z_{linea1} || z_{linea1})) || (x_{cc2} + x_{d''_{guinc}})] + (z_{linea2} || z_{linea2})$$

$$z_{th5} = 0,045 + j * 0,286 pu$$

$$S_{cc5} = \frac{u_{th5}}{z_{th5}} * S_{Base} = 345,7 MVA$$

Con la potencia de cortocircuito calculada, se continuará viendo cómo cambia la situación cuando en el nudo 2, el nudo elegido, se introduce el compensador síncrono con su transformador correspondiente.

En este caso, también hay que tener en cuenta que este compensador tiene las impedancias en su propia base, así que habrá que hacer el cambio de fase que se ha realizado antes.

- $x_{d''_{syn}} = 0,2 * \frac{20^2}{15} * \frac{100}{20^2} = j * 1,33 pu$
- $x_{cc3} = 0,08 * \frac{20^2}{20} * \frac{100}{20^2} = j * 0,4 pu$

Viendo cómo queda en el sistema tras la adición del compensador síncrono

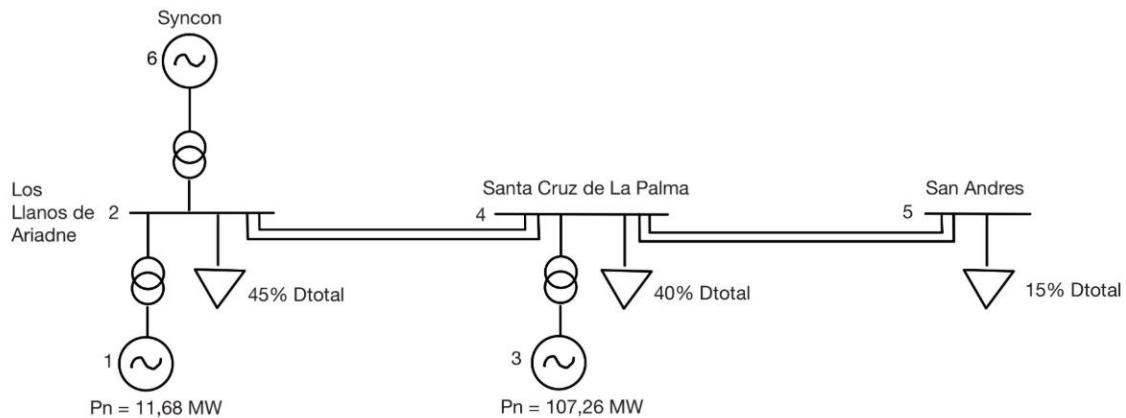


Figura 31: Modelo del sistema eléctrico de La Palma con el compensador síncrono

Una vez que están hechos estos cálculos se continuará con el cálculo de la potencia de cortocircuito de cada nudo, pero esta vez con el compensador síncrono

Nudo 1:

$$z_{th1} = (x_{ccren}) || [x_{cc1} + ((x_{d''syn} + x_{cc3}) || ((z_{linea1} || z_{linea1}) + x_{cc2} + x_{d''guinc}))]$$

$$z_{th1} = 0,012 + j * 0,578 \text{ pu}$$

$$S_{cc1} = \frac{u_{th1}}{z_{th1}} * S_{Base} = 173,03 \text{ MVA}$$

Nudo 2:

$$z_{th2} = (x_{ccren} + x_{cc1}) || [(x_{d''syn} + x_{cc3}) || ((z_{linea1} || z_{linea1}) + x_{cc2} + x_{d''guinc})]$$

$$z_{th2} = 0,022 + j * 0,22344 \text{ pu}$$

$$S_{cc2} = \frac{u_{th2}}{z_{th2}} * S_{Base} = 445,06 \text{ MVA}$$

Nudo 3:

$$z_{th3} = [(x_{ccren} + x_{cc1}) || ((x_{d''syn} + x_{cc3}) + (z_{linea1} || z_{linea1}) + x_{cc2})] || x_{d''guinc}$$

$$z_{th3} = 0,0004 + j * 0,127 \text{ pu}$$

$$S_{cc3} = \frac{u_{th3}}{z_{th3}} * S_{Base} = 787,03 \text{ MVA}$$

Nudo 4:

$$z_{th4} = [(x_{ccren} + x_{cc1}) || ((x_{d''syn} + x_{cc3}) + (z_{linea1} || z_{linea1}))] || (x_{d''guinc} + x_{cc2})$$

$$z_{th4} = 0,001 + j * 0,1809 \text{ pu}$$

$$S_{cc4} = \frac{u_{th4}}{z_{th4}} * S_{Base} = 552,6 \text{ MVA}$$

Nudo 5:

$$z_{th5} = \left[[(x_{ccren} + x_{cc1}) || (x_{d''syn} + x_{cc3}) + (z_{linea1} || z_{linea1})] || (x_{d''guinc} + x_{cc2}) \right] + (z_{linea2} || z_{linea2})$$

$$z_{th5} = 0,046 + j * 0,267 \text{ pu}$$

$$S_{cc5} = \frac{u_{th5}}{z_{th5}} * S_{Base} = 369,41 \text{ MVA}$$

Además, en este caso, habría que tener en cuenta el nudo 6 ya que ha sido añadido al poner el compensador síncrono en el sistema.

Nudo 6:

$$z_{th6} = x_{d''syn} || [x_{cc3} + \{(x_{d''ren} + x_{cc1}) || ((z_{linea1} || z_{linea1}) + x_{cc2} + x_{d''guinc})\}]$$

$$z_{th6} = 0,013 + j * 0,4339 \text{ pu}$$

$$S_{cc6} = \frac{u_{th6}}{z_{th6}} * S_{Base} = 227,24 \text{ MVA}$$

Una vez que ya se ha calculado las potencias de cortocircuito en ambos casos, se procederá a ver la tabla comparativa.

Nudos	Scc (sin Syncon)	Scc (con Syncon)	ΔScc	[MVA]
1.- Renovables	167,89	173,03	3,06%	
2.- Valle de Aridane	386,94	445,06	15,02%	
3.- Los Guinchos	739,61	787,03	6,41%	
4.- Santa Cruz de La Palma	500,29	552,6	10,46%	
5.- San Andrés	345,7	369,41	6,86%	
6.- Compensador Síncrono	-	227,24	No aplica	

Tabla 16: Comparación de la potencia de cortocircuito con Syncon y sin él

Como se puede ver en esta tabla, poner el compensador síncrono, ha dado un incremento de potencia de cortocircuito en todos los nudos del sistema, lo que confirma el efecto y uno de los motivos por lo que fue puesto. Este incremento no es el mismo para todos los nudos, sino que depende de la cercanía del compensador síncrono a los nudos, cuanto más cerca más

potencia de cortocircuito. El mayor incremento, de 15,02%, es en el nudo 2, el valle de Aridane, donde se ha conectado el compensador a través del transformador. Este efecto se propaga por la red de transporte, siendo el nudo 4, Santa Cruz de La Palma, el segundo nudo que más ha incrementado la potencia de cortocircuito.

Por último, conviene destacar que el nudo que más ha sido beneficiado es el nudo, uno de los más débiles de la red de transporte, además, es el segundo más importante en la red.

Una vez que se han calculado las potencias de cortocircuito de cada nudo se estudiara el SCR, Short Circuit Ratio, que nos muestra como de débil o fuerte es el sistema. Un mayor SCR muestra fortaleza mientras que un número más bajo significa más débil.

$$SCR = \frac{S_{cc}}{S_{generador}}$$

Para el análisis de los resultados se tiene:

$$SCR > 3 \rightarrow \text{Red fuerte}$$

$$2 < SCR < 3 \rightarrow \text{Red moderada}$$

$$SCR < 2 \rightarrow \text{Red debil}$$

Calculando en los nudos del sistema, en primer lugar, sin compensador síncrono

Nudos	Scc (sin Syncon)	SCR
1.- Renovables	167,89	14,37
2.- Valle de Aridane	386,94	33,13
3.- Los Guinchos	739,61	5,86
4.- Santa Cruz de La Palma	500,29	3,96
5.- San Andrés	345,7	No aplica
6.- Compensador Síncrono	-	No aplica

Tabla 17: Calculo SCR sin el compensador síncrono

Como se puede apreciar, todos los nudos cumplen el margen necesario para ser considerados fuertes, esto es debido a que, como en el trabajo se está modelando la red de La Palma lo más precisamente posible nos den números fuertes, si no nos diesen estos números, el

sistema que ha diseñado el operador, REE, no sería seguro y por tanto una irresponsabilidad por parte de muchos buenos ingenieros con muchos años en la profesión.

Por otro lado, el cálculo de SCR en el nudo 5 no aplica. Esto es porque en el nudo de San Andrés no hay generación por lo que no tiene sentido hacer este cálculo.

Ahora con la introducción del compensador síncrono, los números mejoraran porque como se ve en la tabla de comparación de SCC, el compensador, mejora la potencia de cortocircuito haciendo de esta una red más fuerte.

Nudos	Sc (con Syncon)	SCR
1.- Renovables	173,03	14,81
2.- Valle de Aridane	445,06	38,10
3.- Los Guinchos	787,03	6,24
4.- Santa Cruz de La Palma	552,6	4,38
5.- San Andrés	369,41	No aplica
6.- Compensador Síncrono	227,24	15,15

Tabla 18: Cálculo de SCR con compensador síncrono

Como se puede ver en esta tabla, los resultados mejoran como se había previsto por la mejora de la Sc. También, aparece una mejora notable en el nudo que menos SCR tenía pasando de estar cerca de 3 a estar en 4.

Ahora, una vez que se han realizado los cálculos de la potencia de cortocircuito de todos los nudos con compensador y sin compensador, se calcularán las faltas.

Las hipótesis que se van a tener en cuenta son las siguientes:

- $V_{prefalta} = 1 pu$
- Falta franca (mayor intensidad de falta nos sale de resultado)
- $Z_{L0} = 3 * Z_{L1}$

En primer lugar, se calcularán las faltas trifásicas:

Para empezar, se van a calcular las diferentes intensidades de base que hay en cada nudo de tensión:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * U_{base}}$$

En los diferentes nudos daría:

$$I_{base1} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * U_{base}} = 2886,75 \text{ A}$$

$$I_{base2} = I_{base4} = I_{base5} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * U_{base}} = 874,77 \text{ A}$$

$$I_{base3} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * U_{base}} = 5498,57 \text{ A}$$

Una vez que se ha calculado las bases, se comenzará con el cálculo de las intensidades de cortocircuito trifásico, como ya se calcularon las potencias de cortocircuito será mucho más fácil ya que

$$I_{cc3\phi} = \frac{u_{th}}{Z_{th}} * I_{base}$$

Para el cálculo de la potencia, se han sacado las impedancias de cortocircuito por lo que las intensidades de cortocircuito sin Syncon quedaran:

Nudo 1:

$$I_{cc3\phi,1} = \frac{u_{th}}{Z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,016 + j * 0,595} * 2886,75$$

$$I_{cc3\phi,1} = 4849,9 \text{ A}$$

Nudo 2:

$$I_{cc3\phi,2} = \frac{u_{th}}{Z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,029 + j * 0,257} * 874,77$$

$$I_{cc3\phi,2} = 3382,3 \text{ A}$$

Nudo 3:

$$I_{cc3\Phi,3} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,00011 + j * 0,135} * 5498,57$$

$$I_{cc3\Phi,3} = 40730,1 A$$

Nudo 4:

$$I_{cc3\Phi,4} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,00025 + j * 0,199} * 874,77$$

$$I_{cc3\Phi,4} = 4376,03 A$$

Nudo 5:

$$I_{cc3\Phi,5} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,045 + j * 0,286} * 874,77$$

$$I_{cc3\Phi,5} = 3021,5 A$$

Una vez que ya se han terminado los cálculos sin compensador síncrono, se procederá a hacer el cálculo, pero con el compensador, esto afecta a la impedancia de Thévenin.

Nudo 1:

$$I_{cc3\Phi,1} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,012 + j * 0,578} * 2886,75$$

$$I_{cc3\Phi,1} = 4993,3 A$$

Nudo 2:

$$I_{cc3\Phi,2} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,022 + j * 0,22344} * 874,77$$

$$I_{cc3\Phi,2} = 3896,2 A$$

Nudo 3:

$$I_{cc3\Phi,3} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,0004 + j * 0,127} * 5498,57$$

$$I_{cc3\Phi,3} = 43295,6 \text{ A}$$

Nudo 4:

$$I_{cc3\Phi,4} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,001 + j * 0,1809} * 874,77$$

$$I_{cc3\Phi,4} = 4835,6 \text{ A}$$

Nudo 5:

$$I_{cc3\Phi,5} = \frac{u_{th}}{z_{th}} * I_{base} = \frac{1}{0,046 + j * 0,267} * 874,77$$

$$I_{cc3\Phi,5} = 3228,7 \text{ A}$$

Terminado ya los cálculos, se procederá al estudio de los resultados

Nudos	Icc3Φ (sin Syncon)	Icc3Φ (con Syncon)	[A]
1.- Renovables	4849,9	4993,3	
2.- Valle de Aridane	3382,3	3896,2	
3.- Los Guinchos	40730,1	43295,6	
4.- Santa Cruz de La Palma	4376,03	4835,6	
5.- San Andrés	3021,5	3228,7	

Tabla 19: Intensidades de cortocircuito antes y después del compensador síncrono

En esta tabla con los resultados, se puede ver las intensidades de cortocircuito trifásico en todos los nudos, la columna de la izquierda representa la intensidad sin compensador síncrono y la de la derecha con compensador síncrono. Viendo los datos, los aumentos tienen mucha relación con los de la potencia de cortocircuito, el nudo 2 es el que más crece.

Conviene destacar el nudo 3, Los Guinchos, que presenta con diferencia la mayor intensidad de cortocircuito, superando los 40 kA, a pesar de no ser el nudo de mayor potencia en pu. Esto se debe a que es el único nudo situado en el nivel de 10,5 kV, la intensidad base es muchísimo mayor que en los otros nudos, de modo que una misma potencia de cortocircuito se traduce en una corriente mucho mayor.

Un comentario, antes de empezar a analizar las faltas bifásicas y monofásicas. Para el cálculo de estas faltas, se va a tener en cuenta que $Z_0 = 3 \cdot Z_1$, en las líneas. Esta aproximación es la más realizada cuando no se tiene el valor correcto de la impedancia homopolar de las líneas y así se hace un estudio más realista.

Ahora, se calcularán las intensidades de falta bifásicas y monofásicas, para mantener el orden y la coherencia del trabajo, se van a calcular las intensidades de cortocircuito solo de los nudos 2 y 5. Se han elegido el nudo 2 porque es el principal beneficiario de la inclusión del compensador síncrono y el nudo 5 porque es el nudo más débil eléctricamente.

Nudo 2 (sin Syncon):

Lo primero que se va a calcular en este caso es las impedancias de las secuencias homopolar, directa e inversa.

Afortunadamente, las impedancias de los circuitos directos e inversos ya han sido calculadas, ya que son ambas iguales y son el mismo valor que la z_{th} calculada para la potencia de cortocircuito.

$$z_1 = z_2 = z_{th2} = 0,029 + j * 0,257 \text{ pu}$$

Ahora para el cálculo de la impedancia de la homopolar, las cosas cambian. Esto es debido a que como los transformadores tienen conexión YNd11, los generadores no aportan corriente en la secuencia homopolar, ya que están en abierto. Por lo que solo habría que tener en cuenta las impedancias de cortocircuito de los transformadores. El cálculo sería el siguiente.

$$z_0 = (x_{cc1}) || ((3 * z_{linea1} || 3 * z_{linea1}) + x_{cc2})$$

$$z_0 = 0,05 + j * 0,202 \text{ pu}$$

Una vez que se tienen todas las impedancias de las distintas secuencias, y teniendo en cuenta que la tensión de la secuencia directa, al ser la red de transporte va a ser 1 pu, se pueden empezar a calcular las faltas.

- Falta bifásica:

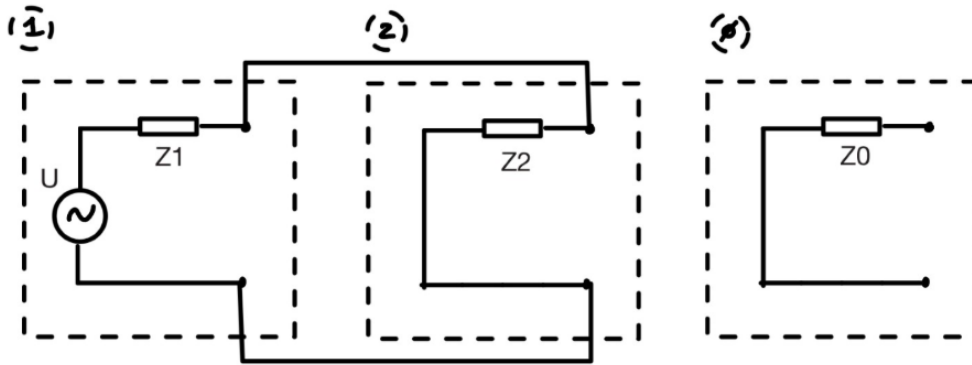


Figura 32: Esquema de la falta bifásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{z_1 + z_2} = 1,933 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{falta} * I_{base} = 1464,58 \text{ A}$$

- Falta monofásica:

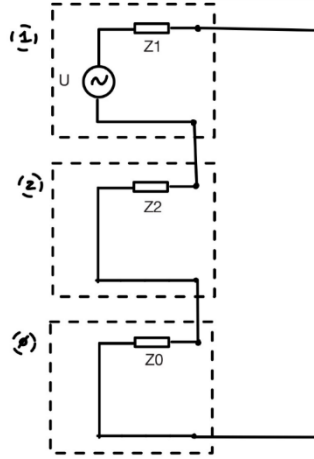


Figura 33: Esquema de la falta monofásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{z_1 + z_2 + z_0} = 1,381 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,1\phi} = 3 * I_{falta} * I_{base} = 3624,23 \text{ A}$$

Una vez que se han hecho los cálculos de ambas faltas, cuando no hay compensador síncrono, se pasará al caso con compensador síncrono.

Nudo 2 (con Syncon):

Las impedancias de secuencia directa e indirecta, como se ha visto en el apartado sin compensador síncrono, no cambian con respecto a la del cortocircuito trifásico, por lo que quedarían de la siguiente manera:

$$z_1 = z_2 = z_{th2} = 0,022 + j * 0,22344 \text{ pu}$$

Por otro lado, la impedancia de secuencia homopolar sí que cambia un poco por lo que se ha visto antes, no hay que tener en cuenta las impedancias de los generadores. Esta vez se añadirá solo la impedancia de cortocircuito del transformador del compensador síncrono.

$$z_0 = (x_{cc1} || x_{cc3}) || ((3 * z_{linea1} || 3 * z_{linea1}) + x_{cc2})$$

$$z_0 = 0,022 + j * 0,136 \text{ pu}$$

Ahora, con estos cálculos ya se puede montar los esquemas para calcular las distintas faltas:

- Falta bifásica:

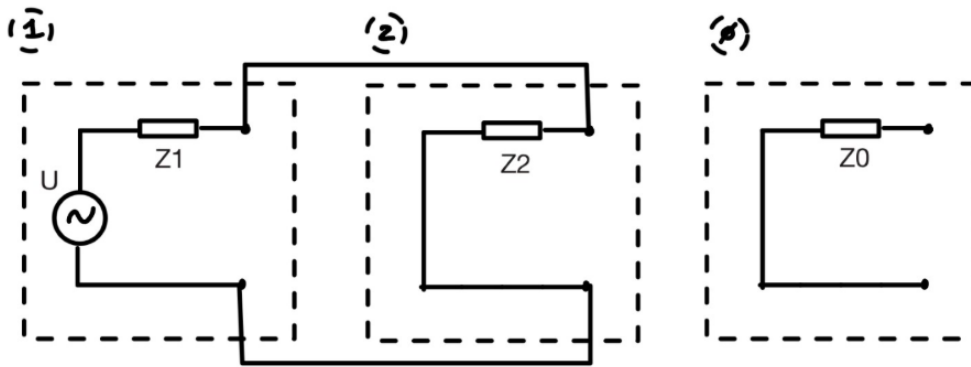


Figura 34: Esquema de falta bifásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{z_1 + z_2} = 2,227 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{falta} * I_{base} = 1687,1 \text{ A}$$

- Falta monofásica:

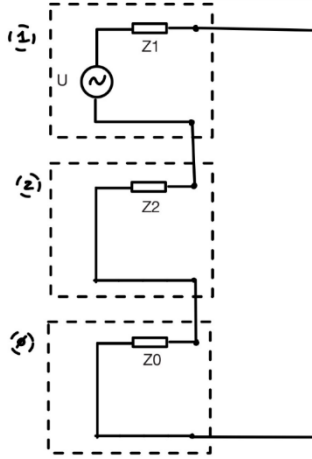


Figura 35: Esquema de falta monofásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = 1,7047 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,1\phi} = 3 * I_{falta} * I_{base} = 4473,73 \text{ A}$$

Ahora se va a calcular lo mismo, pero para el nudo 5

Nudo 5 (sin Syncon):

Como se ha ido comentando, las impedancias de secuencia directa e inversa son las mismas que se han calculado antes, en el apartado de potencia de cortocircuito por lo que quedaría:

$$Z_1 = Z_2 = Z_{th5} = 0,045 + j * 0,286 \text{ pu}$$

Para continuar, ahora se continuará con el cálculo de la impedancia homopolar, que cambia con respecto a lo visto antes porque las maquinas no aportan su impedancia.

$$Z_0 = (3 * Z_{linea2} || 3 * Z_{linea2}) + \{x_{cc2} || [(3 * Z_{linea1} || 3 * Z_{linea1}) + x_{cc1}]\}$$

$$Z_0 = 0,136 + j * 0,327 \text{ pu}$$

Ahora, con estos cálculos ya se pueden montar los esquemas para calcular las distintas faltas:

- Falta bifásica:

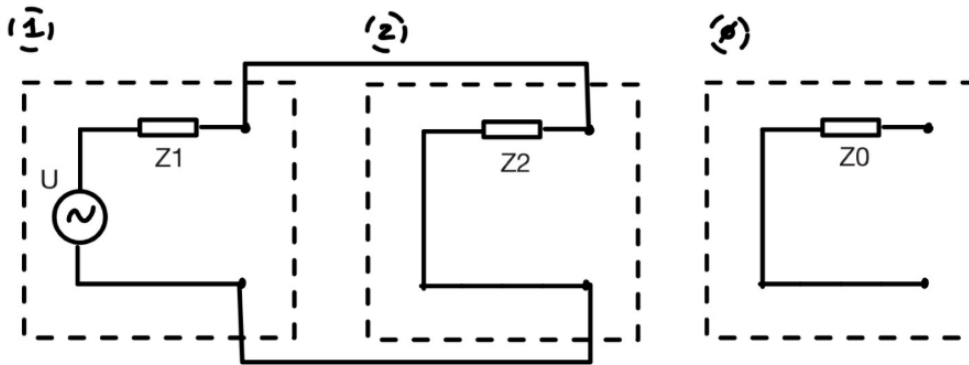


Figura 36: Esquema de falta bifásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{z_1 + z_2} = 1,727 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{falta} * I_{base} = 1308,3 \text{ A}$$

- Falta monofásica:

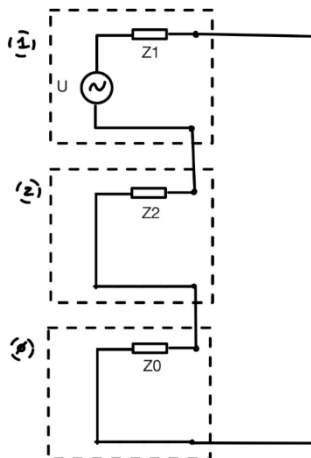


Figura 37: Esquema de falta bifásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{z_1 + z_2 + z_0} = 1,083 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,1\phi} = 3 * I_{falta} * I_{base} = 2842,2 \text{ A}$$

Ahora se va a calcular lo mismo, pero para el nudo 5

Nudo 5 (con Syncon)

Las impedancias de secuencia directa e indirecta, como se ha visto en el apartado sin compensador síncrono, no cambian con respecto a la del cortocircuito trifásico, por lo que quedarían de la siguiente manera:

$$z_1 = z_2 = z_{th5} = 0,046 + j * 0,267 \text{ pu}$$

Por otro lado, la impedancia de secuencia homopolar sí que cambia un poco por lo que se ha visto antes, no hay que tener en cuenta las impedancias de los generadores. Esta vez añadimos solo la impedancia de cortocircuito del transformador del compensador síncrono.

$$z_0 = (3 * z_{linea2} || 3 * z_{linea2}) + \{x_{cc2} || [(3 * z_{linea1} || 3 * z_{linea1}) + (x_{cc1} || x_{cc3})]\}$$

$$z_0 = 0,137 + j * 0,323 \text{ pu}$$

Ahora, con estos cálculos ya se puede montar los esquemas para calcular las distintas faltas:

- Falta bifásica:

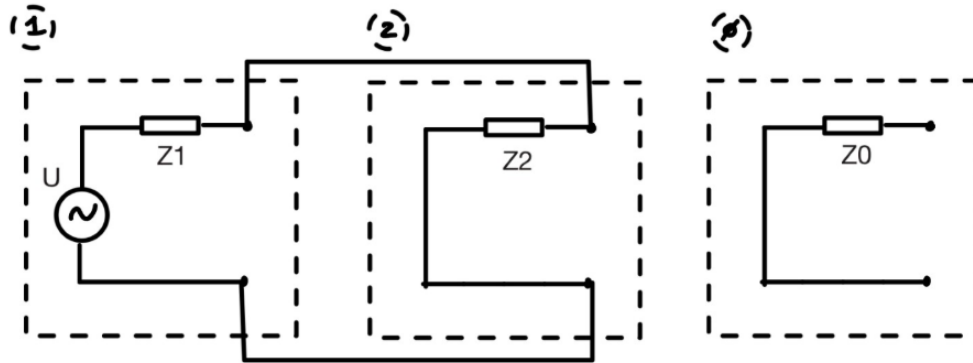


Figura 38: Esquema de falta bifásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{z_1 + z_2} = 1,845 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{falta} * I_{base} = 1398,08 \text{ A}$$

- Falta monofásica:

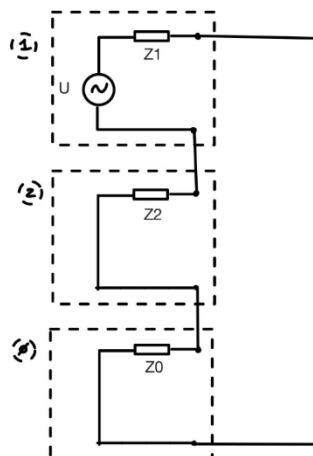


Figura 39: Esquema de falta monofásica

Ahora calculando la intensidad de falta:

$$I_{falta} = \frac{U}{z_1 + z_2 + z_0} = 1,127 \text{ pu}$$

Pasando de sistema de secuencias a RST y multiplicando por la intensidad base:

$$I_{cc,1\phi} = 3 * I_{falta} * I_{base} = 2958,4 \text{ A}$$

Una vez que se tienen todos los datos, se va a hacer una tabla final con todos los resultados.

	Nudo 2			Nudo 5		
	Sin Syncon	Con Syncon	Δ	Sin Syncon	Con Syncon	Δ
lcc2 Φ	1464,58	1687,1	15,19%	1308,3	1398,08	6,86%
lcc1 Φ	3624,23	4473,73	23,44%	2842,2	2958,4	4,09%

Tabla 20: Comparación de las faltas en los diferentes nudos

Una vez calculadas todas las intensidades de falta, se puede analizar los resultados de la tabla.

En primer lugar, se observa que en ambos nudos la incorporación del compensador síncrono incrementa las corrientes de cortocircuito, tanto en las faltas bifásicas como en las monofásicas. Este dato confirma lo que se venía intuyendo en el cálculo de las potencias de cortocircuito, con el compensador síncrono la robustez del sistema aumenta. Este aumento se nota más en el nudo 2, donde la falta bifásica pasa de 1.464,58 A a 1.687,1 A y la monofásica de 3.624,23 A a 4.473,73 A; en el nudo 5, más alejado eléctricamente, el incremento es menor pero igualmente apreciable.

Un aspecto que conviene destacar es que en el nudo 2 la falta monofásica es claramente la más severa, superando incluso a la falta trifásica calculada anteriormente (3.624 A frente a 3.382 A sin compensador, y 4.474 A frente a 3.896 A con compensador). Esto se debe a que en este nudo la impedancia de secuencia homopolar es baja, ya que los transformadores con conexión YNd11 ofrecen un camino a tierra de baja impedancia a través de sus reactancias de cortocircuito.

En conclusión, el análisis de las faltas asimétricas confirma el comportamiento esperado y refuerza las conclusiones obtenidas con la potencia de cortocircuito: el compensador síncrono incrementa la capacidad de la red para alimentar corrientes de falta en todos los tipos de cortocircuito, lo que se traduce en una red eléctricamente más rígida y robusta. Además, se ha comprobado que el tipo de falta dominante no es el mismo en todos los nudos, sino que depende fuertemente de las impedancias homopolares, por ejemplo, en el nudo 2, la falta monofásica resulta ser la más exigente, mientras que, en el nudo 5, predomina la falta trifásica.

4.3 ESTUDIO DE LA INERCIA DEL SISTEMA

En este apartado se realizará un estudio de la inercia del sistema con la intención de poder mostrar los cambios que sufre el sistema con el compensador síncrono añadido.

La inercia es fundamental porque de ella depende la estabilidad del sistema por lo que es un valor para tener muy en cuenta en el estudio.

En primer lugar, se va a realizar un estudio de la generación del sistema para poder ver los generadores en profundidad.

Dentro de la generación, de los dos nudos de generación que hay, Guinchos y Renovables, solo uno de ellos es generación por máquina rotativa, que es la central térmica de los Guinchos. Este tipo de generación es la que da inercia al sistema porque tienen grandes masas girando, como fue explicado en el apartado 2.

La central de Los Guinchos está formada por 12 grupos de generación, Aunque no sean los 12 iguales, se supondrá que sí lo son para facilitar los cálculos.

Recogiendo los datos que se han ido exponiendo durante el trabajo sobre la central de los Guinchos, se tiene:

- $S_N = 126,2 \text{ MVA}$
- $P_N = 107,26 \text{ MW}$

- $H_{Guinchos} = 2,5 \text{ s}$

Antes de repartir los valores entre los 12 grupos de generación, se pasa la inercia a base del sistema así se puede comparar, la base general del sistema donde se realiza todo el análisis es 100 MVA.

$$H_{Guinchos} = \frac{H * S_N}{S_{BASE}} = \frac{2,5 * 126,2}{100} = 3,155 \text{ s}$$

Hay que tener en cuenta que, aunque el complejo total de los Guinchos tiene esos datos, solo son los del sistema cuando tienen todos los grupos conectados, sino los tienes conectados, los datos que aporta ese grupo no podría aportarlos.

Cada grupo de Los Guinchos tiene:

- $S_N = 10,51 \text{ MVA}$
- $P_N = 8,94 \text{ MW}$
- $H_{Guinchos} = 0,2629 \text{ s}$

Dependiendo de la cantidad de grupos conectados el sistema tendrá:

Grupos conectados	Pn (MW)	H (s)
1	8,94	0,2629
2	17,88	0,5258
3	26,82	0,7887
4	35,76	1,0516
5	44,7	1,3145
6	53,64	1,5774
7	62,58	1,8403
8	71,52	2,1032
9	80,46	2,3661
10	89,4	2,629
11	98,34	2,8919
12	107,28	3,1548

Tabla 21: Potencia e inercia en función de los grupos conectados

Viendo todos los grupos, ahora se procederá a hacer el análisis de cuál va a ser la potencia mínima que debe tener dar un grupo a la red para estar conectado. En caso de estar por debajo, el grupo no podrá estar conectado. Esto es debido a que, si funcionas por debajo de esos límites, aparece sobre combustión, emites muchos más gases contaminantes, el rendimiento del motor es mucho menor y pueden aparecer impactos por vibraciones o por sobrecalentamientos.

En el caso de los grupos de Los Guinchos que son todos grupos fuel/gas la potencia mínima de cada maquina esta entre en 20-40% de la potencia nominal. En este caso se ha tomado un punto intermedio que será 35% para poder conectar más grupos a la red, que se traducirá en más inercia.

$$P_{min} = 0,35 * P_N = 3,129 MW$$

Cualquier grupo que este generando en La Palma de la central de Los Guinchos tiene que estar entregando al sistema por encima de 3,129 MW.

Por otra parte, según los criterios del procedimiento de operación de las islas, el criterio que se tiene en cuenta para ver cuál es la potencia que el sistema debe tener como reserva es del 100% de la falta más grave, en este caso la falta más importante será la pérdida de un grupo de generación [3].

Una vez está toda la información de la generación se va a pasar a estudiar la inercia, el valor mínimo de la inercia del sistema:

Para este caso del valor mínimo, se cogerá el caso de valle de generación con máxima integración de los renovables, este punto es el punto crítico del sistema, en el contexto de la inercia. Esto es porque tienes la mínima potencia por lo que los mínimos generadores conectados y además hay mucha generación renovable que no aporta inercia.

La potencia renovable será de 7 MW, la máxima eólica ya que la mínima potencia es por la noche y no hay energía solar.

$$P_{min} = 21,565 \text{ MW}$$

Restando los 7 MW de energía renovable, quedaría que los grupos de los guinchos generarían:

$$P_{guinchos} = 21,565 - 7 = 14,565 \text{ MW}$$

Para el sistema sea lo mas ecológico posible los grupos conectados tienen que ser los mínimos posibles siempre y cuando se cumplan las condiciones de seguridad. Haciendo el estudio de 2,3 y 4 grupos para analizar este caso valle.

	2 grupos	3 grupos	4 grupos
Pmin	6,258	9,37	12,516
Pgen/grupo	7,28	4,855	3,64
Pmax	17,87	26,82	35,76
Reserva	3,305	12,255	21,195

Tabla 22: Distintas opciones de operación

Con los criterios de generación, no se podrían aplicar más de 4 grupos porque no cumplirían la potencia mínima. Además, el caso de 2 grupos dando la generación no podría darse ya que no cumpliría el requisito de operación de tener el 100% de la falta ya que en reserva solo hay 3,3 MW. Entonces, el estudio de inercia mínima se realizará en los casos de 3 y 4 grupos.

Para el estudio de la inercia hay que tener en cuenta los criterios de la frecuencia que salen en el BOE [3]. Estos criterios son:

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} < 2 \text{ Hz/s}$$

$$f_{final} > 49 \text{ Hz}$$

Estos criterios son así para que no empiece el deslastre de cargas.

Caso de 3 grupos de generación:

$$\Delta P_{gen}^{ext} = -4,855 \text{ MW}$$

En este al tener después de la falta 2 grupos de generación, ya que uno se inhabilita, la inercia del sistema es $H=0,5258$ s

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{2 * H_{sis}} \geq -2 \text{ Hz/s}$$

Sustituyendo resulta en una inercia mínima necesaria de:

$$H_{min} = 0,607 \text{ s}$$

Esta inercia es mayor que la del sistema por lo que $H_{sis} < H_{min}$ por lo que no se podría funcionar, saltarían las protecciones.

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = -2,31 \text{ Hz/s}$$

Caso 3 grupos de generación (con Syncon)

$$H_{syn} = \frac{7 * 15}{100} = 1,05 \text{ s}$$

En este caso, la inercia total del sistema seria:

$$H_{sistema} = H_{guinchos} + H_{syn} = 1,575 \text{ s}$$

Ahora la inercia del sistema si que será mayor que la inercia mínima por lo que podremos operar $H_{sis} > H_{min}$

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = -0,77 \text{ Hz/s}$$

Para el estudio de la frecuencia final, da igual el compensador síncrono ya que no participa en la regulación primaria

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{\frac{1}{R_{sis}} + D} = -0,543 \text{ Hz} \rightarrow f_{fin} = 49,46 \text{ Hz} \rightarrow OK$$

Siendo los parámetros:

- $\Delta P_{gen}^{ext} = -4,855 \text{ MW}$
- $D = 0,01 * \frac{21,565}{50} * \frac{50}{100} = 0,00216 \text{ pu}$
- $R_{sis} = R_1 // R_1 = 0,224 \text{ pu}$

Añadir el compensador síncrono te permitiría operar en este caso crítico con 3 generadores y además te aportaría una mejora del 66,7% en la respuesta de la frecuencia.

Con 4 grupos de generación:

$$\Delta P_{gen}^{ext} = -3,64 \text{ MW}$$

En este al tener después de la falta 2 grupos de generación, ya que uno se inhabilita, la inercia del sistema es $H=0,7887 \text{ s}$

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{2 * H_{sis}} \geq -2 \text{ Hz/s}$$

Sustituyendo resulta en una inercia mínima necesaria de:

$$H_{min} = 0,455 \text{ s}$$

Esta inercia es mayor que la del sistema por lo que $H_{sis} > H_{min}$ por lo que en este caso si se pudiera funcionar en estas condiciones.

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = -1,15 \text{ Hz/s}$$

Caso 4 grupos de generación (con Syncon)

$$H_{syn} = \frac{7 * 15}{100} = 1,05 \text{ s}$$

En este caso, la inercia total del sistema seria:

$$H_{sistema} = H_{guinchos} + H_{syn} = 1,8387 \text{ s}$$

La inercia mejora considerablemente y, además, la variación de la frecuencia en los instantes iniciales mejora notablemente en un 57%

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = -0,4949 \text{ Hz/s}$$

Para el estudio de la frecuencia final, da igual el compensador síncrono ya que no participa en la regulación primaria

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{\frac{1}{R_{sis}} + D} = -0,271 \text{ Hz} \rightarrow f_{fin} = 49,73 \text{ Hz} \rightarrow OK$$

Siendo los parámetros:

- $\Delta P_{gen}^{ext} = -3,64 \text{ MW}$
- $D = 0,01 * \frac{21,565}{50} * \frac{50}{100} = 0,00216 \text{ pu}$
- $R_{sis} = R_1 // R_2 // R_3 = 0,149 \text{ pu}$

En este caso, no haría falta el compensador síncrono, pero en caso de ponerlo mejoraría notablemente la respuesta en frecuencia siendo mucho menos volátil y más segura. Además, en el caso de 3 generadores, con el compensador síncrono sería viable funcionar y las emisiones reducirían notablemente.

Ahora se procederá a calcular la inercia máxima de todo el sistema.

En caso de que estén todos los grupos conectados, los 12. La inercia de todo el sistema sería $H_{sis}=3,155 \text{ s}$ y con el compensador síncrono sería de $H_{sis} = 4,205 \text{ s}$. Aunque estos datos son muy complicados que se realicen ya que nunca estarán todos los grupos conectados debido a la potencia mínima.

El caso máximo de potencia demanda es $P_{max}=31,136$ MW, si además para ver la máxima inercia se tiene en cuenta que todos los grupos que generan dan inercia, la generación de renovables es 0 MW para maximizar la inercia total del sistema.

Con la potencia mínima que se explicó antes de 3,129 MW si dividimos se verán el número de grupos necesarios, para que se cumpla la restricción de potencia mínima generando en cada motor.

$$n_{grupos} = \frac{31,136}{3,129} = 9,95 \text{ grupos}$$

Se cogerá el numero de 9 grupos ya que no puedes tener 0,95 grupos y además, si cogieses 10 grupos la potencia generada sería inferior a la mínima por lo que no se podría.

Con 9 grupos de generación

$$\Delta P_{gen}^{ext} = -3,46 \text{ MW}$$

La inercia sumada de los 8 grupos (1 ha sido desconectado de la red) seria de $H_{sis} = 2,1032$ s por lo que:

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{2 * H_{sis}} = -0,366 \text{ Hz/s}$$

Y la frecuencia final en este caso sería:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{\frac{1}{R_{sis}} + D} = -0,086 \text{ Hz} \rightarrow f_{fin} = 49,91 \text{ Hz} \rightarrow OK$$

- $\Delta P_{gen}^{ext} = -3,46 \text{ MW}$
- $D = 0,01 * \frac{31,136}{50} * \frac{50}{100} = 0,00311 \text{ pu}$
- $R_{sis} = R_1 // \dots // R_8 = 0,05 \text{ pu}$

En caso de tener generando 9 generadores y compensador síncrono

La inercia total será $H_{sis} = 3,1532$ s por lo que la variación de la frecuencia sería:

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_{gen}^{ext} - \Delta P_{dem}^{ext}}{2 * H_{sis}} = -0,274 \text{ Hz/s}$$

Y la frecuencia final será la misma ya que el compensador síncrono no participa en la regulación primaria.

En conclusión, todos los parámetros con relación a la frecuencia mejoran notablemente una vez se incorpora el compensador síncrono a la red. Nos permitiría funcionar en valle con 3 generadores y daría en todos los casos una mejora en estabilidad y la seguridad del sistema.

4.4 ESTUDIO DINÁMICO

En este estudio dinámico se tiene como objetivo evaluar la estabilidad transitoria de la red de la isla de La Palma. Se quiere evaluar la estabilidad del sistema de cara a mantener el sincronismo de sus máquinas tras una perturbación severa. Para este análisis la variable mas importante a tener en cuenta es el tiempo critico de despeje, CCT (Critical Clearing Time). Esta variable se define como el tiempo límite de evacuar la falta, en caso de que se supere, la maquina síncrona generará un par que en vez de ayudar a restablecer el sincronismo tendrá sentido contrario acelerando la maquina y poniéndola en peligro.

Este aspecto explicado, es fundamental en redes aisladas, como es La Palma, y de potencia reducida, como también es la isla. Es critica porque al ser pequeña no tiene el respaldo suficiente como para que las oscilaciones se amortigüen. Por se considera necesario verificar que el sistema con el compensador síncrono ayuda al comportamiento transitorio del sistema, haciendo de este mucho más seguro.

Antes de comenzar el análisis: el análisis dinámico para que el sistema sea seguro debe tener el tiempo critico por encima del tiempo de actuación de las protecciones (que salten las protecciones antes de que las maquinas se desincronicen y pueda ser peligroso) esta

restricción tiene que no limitar en el caso del compensador síncrono. El compensador, en este caso, reforzara el sistema haciendo de este tiempo critico que sea mayor.

Entrando en la parte teórica, el comportamiento dinámico de la maquina frente a una falta viene dado por la ecuación de oscilación (swing equation). Esta ecuación nos relación las potencias entrantes y salientes con la aceleración angular del rotor.

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e$$

Donde:

- H: es la constante de inercia
- ω_s : velocidad de sincronismo
- P_m : potencia mecánica de entrada
- P_e : potencia eléctrica transmitida de salida

Si hay desequilibrio entre ambas potencias como se ve en la ecuación, la maquina se acelerará o frenará, modificando su ángulo con respecto al sistema.

En caso de que haya una falta, la potencia eléctrica que puede transmitir la maquina se reduce drásticamente, pero, sin embargo, la potencia mecánica que recibe la máquina no. Esto genera una diferencia positiva haciendo que la máquina se acelere y sino se ataja a tiempo la falta el ángulo del rotor aumentará y perderá el sincronismo la máquina. En cambio, si se soluciona la falta, la potencia eléctrica como el ángulo ha aumentado aumenta teniendo $P_e > P_m$ haciendo que se decelere llegando a su punto de equilibrio.

Para ver mas en detalle este caso se estudia el método de áreas iguales que indica cómo funciona la potencia en caso de las faltas.

4.4.1 CASO SIN SYNCON

Para este caso, el escenario critico no es el valle con penetración de renovable máxima. Para el criterio máximo de áreas iguales hay que tener en cuenta el área que se tiene en caso de falta, el área disponible como se vera a lo largo del capitulo es menor cuanto menor sea la

potencia que transcurre por la línea por eso, para el caso crítico se ha elegido el punto de máxima carga de la línea considerando que por ella van los 31,15 MW de potencia máxima. Se supone que va todo por la misma línea hacia el bus 2 para estudiar un punto aún más crítico y así tener el punto menor del sistema. Como solo hay una máquina, se estudiará el caso de la generación de Los Guinchos contra una barra infinita (SMIB).

Para ver el punto de operación, simularemos el flujo de cargas de PSAT (el programa elegido para hacer el flujo de carga y el estudio dinámico)

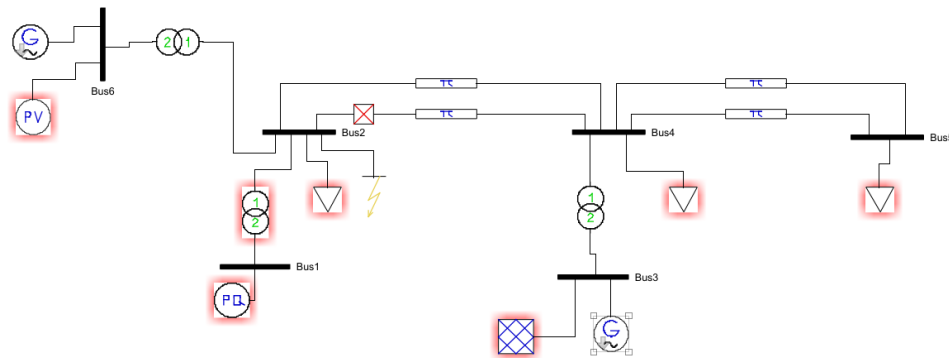


Figura 40: Esquema de La Palma en PSAT

Ocultando el compensador síncrono y poniendo los datos deseados del punto máximo de la demanda se ejecuta el programa dando los siguientes números:

$$P_m = 0,31207 \text{ pu}$$

$$Q = 0,20432 \text{ pu}$$

$$V_t = 1.015 \text{ pu}$$

$$V_\infty = 0,99451 \text{ pu}$$

Una vez que se dispone este dato, se va a calcular la intensidad por la línea:

$$I = \left(\frac{P_m + Q}{V_t} \right)^* = 0,3675 < -33,21$$

Ahora se procederá a calcular la fuerza electromotriz de la máquina:

$$E_t = V_t + j * x'_d * I = 1,1024 < 6,41 \text{ pu}$$

Con estos datos solo falta la reactancia prefalta para poder calcular la totalidad de la potencia máxima

$$x_{prefalta} = x'_{d \text{ guinch}} + x_{T2} + (x_{L24} \parallel x_{L24})$$

Sustituyendo los valores de $x'_{guinch} = 0,4 \text{ pu}$, $x_{T2} = 0,075 \text{ pu}$ y $x_{L24} = 0,0351 \text{ pu}$:

$$x_{prefalta} = 0,5101 \text{ pu}$$

$$P_{max,pre} = \frac{|E| * |V_t|}{x_{prefalta}} = \frac{1,1024 * 0,99451}{0,5101} = 2,149 \text{ pu}$$

Durante la falta, el cortocircuito trifásico en el nudo 2 es de 0 MW, ya que deja aisladas las líneas y no pasa ninguna potencia por el sistema:

$$P_{max,falta} = 0 \text{ MW}$$

Para el despeje de la falta, se va a tener en cuenta que se abre una línea que ha quedado dañada, para que sea más crítico la falta. Esto hace que la reactancia de la línea ya no este en paralelo haciendo que se duplique la impedancia de la línea (quitas el paralelo)

Se calculará entonces la reactancia y la potencia máxima de postfalta:

$$x_{postfalta} = x_{d \text{ guinch}} + x_{T2} + x_{L24} = 0,40 + 0,075 + 0,0702 = 0,5452 \text{ pu}$$

$$P_{max,post} = \frac{|E| * |V_t|}{x_{postfalta}} = \frac{1,1024 * 0,99451}{0,5452} = 2,011 \text{ pu}$$

Cálculo de los angulos:

El ángulo del rotor se calcula con la curva de prefalta de la siguiente manera:

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{P_m}{P_{max,pre}}\right) = 8,35^\circ = 0,1457 \text{ rad}$$

El ángulo máximo se calcula sobre la curva de postfalta, ya que tras el despeje la red se queda con una línea menos:

$$\delta_{max} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_m}{P_{max,post}}\right) = 180^\circ - 8,93^\circ = 171,07^\circ = 2,986 \text{ rad}$$

Antes del cálculo del ángulo crítico, como cambian las curvas de las potencias. Se define el cociente entre ambas potencias máximas:

$$r_2 = \frac{P_{max,post}}{P_{max,pre}} = \frac{2,011}{2,149} = 0,9356$$

Con esto ya se puede calcular el ángulo crítico:

$$\cos \delta_{cr} = \frac{\frac{P_m}{P_{max,pre}} * (\delta_{max} - \delta_0) + r_2 * \cos \delta_{max}}{r_2}$$

Sustituyendo los valores:

$$\cos \delta_{cr} = \frac{0,1452 * (2,986 - 0,1457) + 0,9356 * \cos(171,07^\circ)}{0,9356} = -0,5471$$

$$\delta_{cr} = \arccos(-0,5471) = 123,17^\circ = 2,150 \text{ rad}$$

Con todos estos datos, ya se puede calcular el tiempo crítico de despeje:

Como la potencia eléctrica es nula durante la falta, la aceleración del rotor es constante y el tiempo crítico se puede calcular de forma directa. Usando la constante de inercia del sistema en este escenario, $H = 1,3145 \text{ s}$ (base 100 MVA, esta inercia son los mínimos grupos conectados, 5, capaces de cumplir los requisitos de seguridad para 31 MW):

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{2 * H * (\delta_{cr} - \delta_0)}{\pi * f * P_m}} = \sqrt{\frac{2 * 1,3145 * (2,150 - 0,1457)}{\pi * 50 * 0,31207}} \approx 328 \text{ ms}$$

Una vez que se ha calculado el tiempo crítico, se va a ver la representación gráfica:

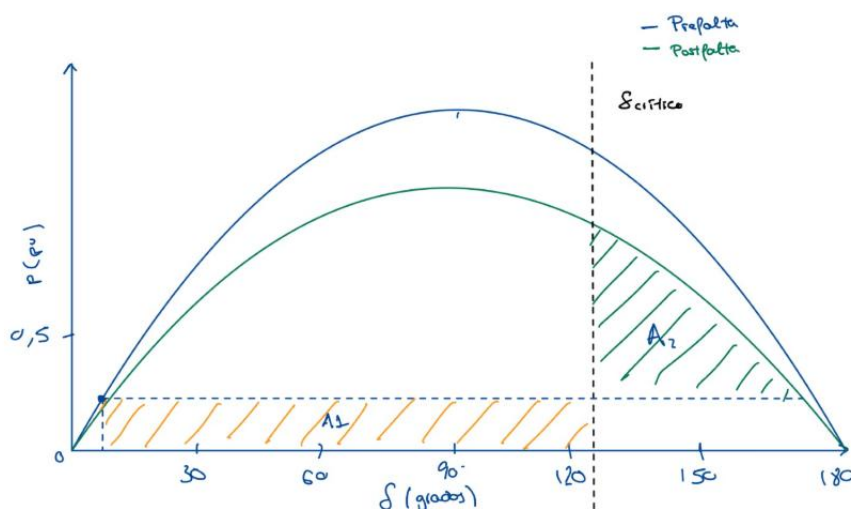


Figura 41: Representación del criterio de áreas para el caso estudiado

Como ya se dijo al principio del estudio, este número es mucho mayor que el tiempo de actuación de las protecciones que están en torno a 150-200 ms por lo que se puede considerar un sistema estable que no sufrirá estos problemas si todo funciona correctamente.

4.4.2 CASO CON SYNCON

A diferencia del caso anterior, sin compensador síncrono donde el sistema quedaba como una sola máquina contra una barra infinita. Ahora el sistema tiene dos máquinas síncronas girando coherentemente con la otra. Esto significa que la diferencia de ángulos de ambas máquinas será muy parecida y constante durante la falta ya que “giran juntas”.

Para empezar, se definirá todo el sistema quedando como fue mostrada en la figura 39. La falta seguirá siendo trifásica en bornas del nudo 2 y en su despeje se cerrará una línea que queda inhabilitada.

Al girar una máquina coherentemente con la otra hay que tener en cuenta que hay dos máquinas en el sistema por eso hay que calcular la inercia del sistema. Este comportamiento, al coherentes, es similar al del RoCoF donde la inercia del sistema es la suma de ambas. La inercia equivalente se calcula de la siguiente manera:

$$H_{12} = H_{guinchos} + H_{Syncon}$$

Con Hguinchos = 1,3145 s (Los Guinchos) y Hsyncon = 1,05 s (compensador síncrono), la inercia diferencial resulta:

$$H_{12} = 1,3145 + 1,05 = 2,3645 \text{ s}$$

Una vez que ya se ha estudiado la inercia total del sistema, se va a pasar al estudio del flujo de cargas para que nos de los de potencia activa, potencia reactiva, tensión y ángulos que se buscan.

Tras realizarlo, los resultados son los siguientes:

$$P_m = 0,31194 \text{ pu}$$

$$Q = 0,14286 \text{ pu}$$

$$V_t = 1.015 \text{ pu}$$

$$V_{\infty} = 1,0012 \text{ pu}$$

Con estos datos se pasará a calcular la intensidad:

$$I = \left(\frac{P_m + Q}{V_t} \right)^* = 0,338 < -24,61^\circ$$

Con esta intensidad el resultado de la fuerza electromotriz transitoria de la maquina es la siguiente:

$$E_t = V_t + j * x'_d * I = 1,0783 < 6,55^\circ \text{ pu}$$

Con estos datos solo falta la reactancia prefalta para poder calcular la totalidad de la potencia máxima

$$x_{prefalta} = x'_{d \text{ guinch}} + x_{T2} + (x_{L24} \parallel x_{L24})$$

Sustituyendo los valores de $x'_{guinch} = 0,4$ pu, $x_{T2} = 0,075$ pu y $x_{L24} = 0,0351$ pu:

$$x_{prefalta} = 0,5101 \text{ pu}$$

$$P_{max,pre} = \frac{|E| * |V_t|}{x_{prefalta}} = \frac{1,0783 * 1,0012}{0,5101} = 2,1165 \text{ pu}$$

Durante la falta, el cortocircuito trifásico en el nudo 2 es de 0 MW, ya que deja aisladas las líneas y no pasa ninguna potencia por el sistema:

$$P_{falta} = 0 \text{ MW}$$

Para el despeje de la falta, se va a tener en cuenta que se abre una línea que ha quedado dañada, para que sea más crítico la falta. Esto hace que la reactancia de la línea ya no esté en paralelo haciendo que se duplique la impedancia de la línea (quitas el paralelo)

Calculamos entonces la reactancia y la potencia máxima de postfalta:

$$x_{postfalta} = x_{d\ guinch} + x_{T2} + x_{L24} = 0,40 + 0,075 + 0,0702 = 0,5452 \text{ pu}$$

$$P_{max,post} = \frac{|E| * |V_t|}{x_{postfalta}} = \frac{1,0783 * 1,0012}{0,5452} = 1,9802 \text{ pu}$$

Ahora se continuará al cálculo de los ángulos:

El ángulo del rotor se calcula con la curva de prefalta de la siguiente manera:

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{P_m}{P_{max,pre}}\right) = 8,475^\circ = 0,1479 \text{ rad}$$

El ángulo máximo se calcula sobre la curva de postfalta, ya que tras el despeje la red se queda con una línea menos:

$$\delta_{max} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_m}{P_{max,post}}\right) = 180^\circ - 8,475^\circ = 171,525^\circ = 2,994 \text{ rad}$$

Antes del cálculo del ángulo crítico, como cambian las curvas de las potencias. Se define el cociente entre ambas potencias máximas:

$$r_2 = \frac{P_{max,post}}{P_{max,pre}} = \frac{1,9802}{2,1165} = 0,9356$$

Con esto ya se puede calcular el ángulo crítico:

$$\cos \delta_{cr} = \frac{\frac{P_m}{P_{max,pre}} * (\delta_{max} - \delta_0) + r_2 * \cos \delta_{max}}{r_2}$$

Sustituyendo los valores:

$$\cos \delta_{cr} = \frac{\frac{0,31194}{2,1165} * (2,994 - 0,1479) + 0,9356 * \cos(171,53^\circ)}{0,9356} = -0,5407$$

$$\delta_{cr} = \arccos(-0,5471) = 122,73^\circ = 2,14 \text{ rad}$$

Con todos estos datos, ya se puede calcular el tiempo crítico de despeje:

Como la potencia eléctrica es nula durante la falta, la aceleración del rotor es constante y el tiempo crítico se puede calcular de forma directa. Usando la constante de inercia del sistema en este escenario, $H = 2,3645 \text{ s}$ (base 100 MVA, esta inercia son los mínimos grupos conectados, 5 que cumplen los requisitos de generación segura, sumados al compensador síncrono):

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{2 * H * (\delta_{cr} - \delta_0)}{\pi * f * P_m}} = \sqrt{\frac{2 * 2,3645 * (2,140 - 0,1479)}{\pi * 50 * 0,31194}} \approx 438 \text{ ms}$$

Como se puede comprobar, el compensador síncrono eleva el tiempo crítico de despeje, pasando de 328 ms cuando no hay compensador a 440 ms cuando tienes compensador. El compensador supone una mejoría del 34%. Sin embargo, ambos valores están muy por encima de los 200 ms de tiempo de despeje la falta por parte de las protecciones. La adición del compensador síncrono da más margen a que las protecciones de respaldo a poder actuar.

Capítulo 5. ESTUDIO ECONÓMICO

5.1 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA

En este estudio, el objetivo principal es evaluar la viabilidad económica y rentabilidad de la incorporación del compensador síncrono a la red eléctrica de la isla de La Palma

La principal diferencia frente a otros proyectos de desarrollo y creación de máquinas síncronas, el compensador síncrono no genera energía que pueda ser vendida en el mercado eléctrico ya que solo genera potencia reactiva y el mercado eléctrico paga por la potencia activa. EL compensador síncrono presta servicios de refuerzo a la red, inercia, potencia de cortocircuito y aporte de reactiva para el control de las tensiones. El sistema también paga estos servicios, pero de forma diferente a como paga las tecnologías más tradicionales.

Debido a esto que se ha comentado, la metodología de este estudio económico estará centrada en el coste anual de la inversión y la operación, viendo todo el flujo de caja generado por la vida del proyecto descontados al momento inicial.

Las hipótesis de partida adoptadas son las siguientes:

- **Vida útil del proyecto:** se va a considerar una vida útil del compensador síncrono de $N = 30$ años, este valor es un valor normalizado ya que el proyecto está diseñado con visión a futuro. También se tiene en cuenta que la aparamenta y los otros elementos del sistema (transformadores) duran el mismo periodo
- **Tasa de descuento:** se va a considerar una tasa de descuento, para traer a valor presente, de $i=6,58$ se corresponde a la tasa de retribución financiera que es regulada por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) que en 2025 aprobó un aumento en la retribución de 100 puntos básicos para el periodo de 2026 hasta 2031.

- **Tasas de proyección:** los costes de operación y mantenimiento se proyectan ya que serán gastados en el futuro, la tasa que se utilizará para esta proyección será la inflación que se elegirá un valor constante de 2,3% ya que es la inflación media que ha tenido España en los últimos 30 años.
- **Ausencia de ingresos:** al no poder vender lo que genera-aporta a la red el compensador síncrono no aporta ingresos. Sin embargo, el compensador síncrono aporta mejoras en la red bajando la potencia consumida, bajando el precio de la energía al ayudar a la penetración de las renovables que son más baratas y las faltas y deslumbres que se evitan por la adición del compensador que aunque no sean ingresos, son ahorros y se tomaran como ingresos para hacer un exhaustivo estudio de las rentabilidades.

Teniendo en cuenta estas hipótesis, ahora se va a calcular el factor de amortización, este factor es el que anualiza la inversión inicial para el capital y su retribución a lo largo de la vida del proyecto:

$$f_a = \frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} = \frac{0,0658 \cdot (1 + 0,0658)^{30}}{(1 + 0,0658)^{30} - 1}$$

$$f_a = 0,0772 = 7,72\%$$

Teniendo en cuenta las hipótesis que se han visto: $i = 6,58 \%$ y $N = 30$ años. Este coste con los gastos anuales de operación y mantenimiento forman el coste normalizado total del servicio prestado por el compensador síncrono, que se explicará en el apartado 5.2 y se analiza en el 5.3.

5.2 INVERSIÓN Y COSTES DE OPERACIÓN

Una vez que se ha comentado ya la metodología del estudio se va a proceder con los dos componentes fundamentales del estudio: el CAPEX (Capital Expenditure) y el OPEX (Operational Expenditure) estos componentes hacen referencia a la inversión inicial y al

coste del mantenimiento de la maquina respectivamente. El CAPEX solo se realiza al principio en el momento inicial del proyecto, mientras que el OPEX es recurrente a lo largo de los años y va variando en función del estado de la máquina.

Inversión inicial (CAPEX)

La estimación del valor de la inversión inicial es el más complejo de deducir ya que viene dado por el fabricante del compensador síncrono, al no tener el presupuesto completamente detallado se va a estimar a partir de ofertas parecidas de compensadores síncronos.

Como referencia se ha seleccionado el proyecto del compensador síncrono de Fuencaliente al sur de la isla de Las Palmas, este compensador como el que está siendo diseñado está conectado a 66 kV y en vez de ser de 15 MVar es de 10 MVar. Este dato es fiable porque sale de la planificación del sistema español creado por el operador del sistema. Según los datos [14] la inversión para el compensador de 10 MVar es de:

- Compensador Síncrono: 14.179.081 €
- Nueva posición 932.084 €

Lo que suma un total de 15.111.165 € la maquina con la conexión completa.

Para calcular el compensador síncrono de 15 MVar que ha sido diseñado en este trabajo se va a utilizar la ley de escala extrapolando los datos que ya conocemos del compensador de Fuencaliente. Hay que tener en cuenta que el precio crece exponencialmente con el tamaño ya que añades más riesgos y mayor complejidad. La ley que extrapola relacionando ambos compensadores es la siguiente:

$$INV = INV_0 \cdot \left(\frac{X}{X_0}\right)^b$$

donde se coge un factor b, como es recomendado por los textos de la universidad de: 2/3. Sustituyendo:

$$INV = 14.179.081 \cdot \left(\frac{15}{10}\right)^{2/3} = 18.579.852 \text{ €}$$

No se ha tenido en cuenta la posición ya que como se ve en el mismo documento, la nueva posición no varía de precio con estos cambios de tamaño así que se supone prácticamente constante.

$$INV = 18.579.852 + 932.084 = 19.511.936 \text{ €}$$

Para comprobar estos datos, viendo el mismo documento [14] donde indicaba el precio de la instalación del compensador síncrono se ve que hay un proyecto parecido en Haria, Lanzarote. Este es un compensador síncrono de 25 MVA y 66 kV que supone una inversión de 19 millones de euros, parecido al compensador síncrono.

Costes de operación y mantenimiento (OPEX)

Los costes anuales de operación y mantenimiento se van a descomponer en dos conceptos: el mantenimiento del equipo en sí y el coste de las pérdidas de potencia por la operación del compensador síncrono.

- Mantenimiento de equipos: El mantenimiento de la instalación recoge revisiones periódicas, cambio de componentes, mantenimiento preventivo y reparación de piezas por desgaste. Se va a estimar este coste por mantenimiento como un porcentaje de la inversión inicial que será el 2% anual, típico de estos costes para otras maquinas síncronas

$$OPEX_{mant} = 0,02 * 19.511.936 = 390.238 \text{ €/año}$$

- Pérdidas activas: Aunque el compensador síncrono no genera potencia activa destinada a la operación del sistema, si que genera la suficiente potencia activa para superar sus pérdidas que suelen ser por rozamiento por ventilación por sobre temperaturas... Como se ha puesto anteriormente las pérdidas son el 1,5% de la potencia nominal de la maquina:

$$P_{per} = 0,015 * 15 \text{ MVA} = 225 \text{ kW}$$

Considerando que el compensador síncrono participará en todo momento en la red, estará conectado las 24h los 365 días, haciendo unas pérdidas de

$$P_{per} = 225 \text{ kW} * 24 * 365 = 1.971 \text{ MWh/año}$$

La energía según para el mayorista ha tenido un coste medio durante todo el año de 2025 de 65 €/MWh [15] por lo que el coste anual es de estas pérdidas asciende hasta

$$OPEX_{per} = 65 * 1.971 = 128.115 \text{ €/año}$$

Sumando estas dos partes del OPEX queda un total de gasto anual de:

$$OPEX = 390.238 + 128.115 = 518.353 \text{ €/año}$$

Realizando las cuentas, este valor representa aproximadamente un 2,8% de la inversión inicial que junto con el CAPEX inicial son el fundamento del análisis económico.

5.3 RESULTADOS E INDICADORES

Para ver las rentabilidades y los resultados de la adición del compensador síncrono al sistema primero se ha de tener en cuenta las ganancias del sistema añadiendo este compensador.

Estas ganancias podrían venir de 3 partes diferentes:

- Aumento de la integración de las renovables dentro del reparto de generación: Las renovables son mucho mas baratas que la energía generada por la central de fuel de los Guinchos por lo que estaríamos ahorrando dinero poniendo el compensador
- Ahorro por perdidas de deslastre. Este ahorro se debe a que gracias al compensador síncrono el sistema va a ser mucho más estable dando lugar a menos deslastres. En los deslastres se pierde dinero por las altas intensidades que estropean las máquinas y por el apagado repentino de las mismas. Este ahorro no se puede calcular muy bien porque depende de las condiciones del deslastre y del momento en el que ocurre por lo que para hacer un estudio mas riguroso no se tendrá en cuenta

- Por último, el compensador síncrono reduce la potencia por las líneas ya nos ayuda a generar mas en el nudo de El Valle de Aridane. Al ir menos potencia por las líneas las pérdidas son menores por lo que estarías ahorrando mas dinero. Sin embargo, al estar las líneas de la red sobredimensionadas y duplicadas, la resistencia es mucho menor y la potencia que se pierde en las líneas es muy muy pequeña por lo que no se tendrá en cuenta.

En conclusión, para ser rigurosos, solo se tendrá en cuenta el ahorro del paso de potencia generada no renovable a renovable.

Se va a ver cuál sería la integración real de las renovables tras la incorporación del compensador síncrono. Se vuelven a realizar los flujos de carga de corriente continua, esto es debido a que anteriormente, la renovable estaba sobredimensionada para mostrar la realidad, a mayor renovable menor factor de potencia. Ahora cumpliendo la normativa de un factor de potencia mayor o igual de 0,85 quedaría la siguiente penetración de las renovables.

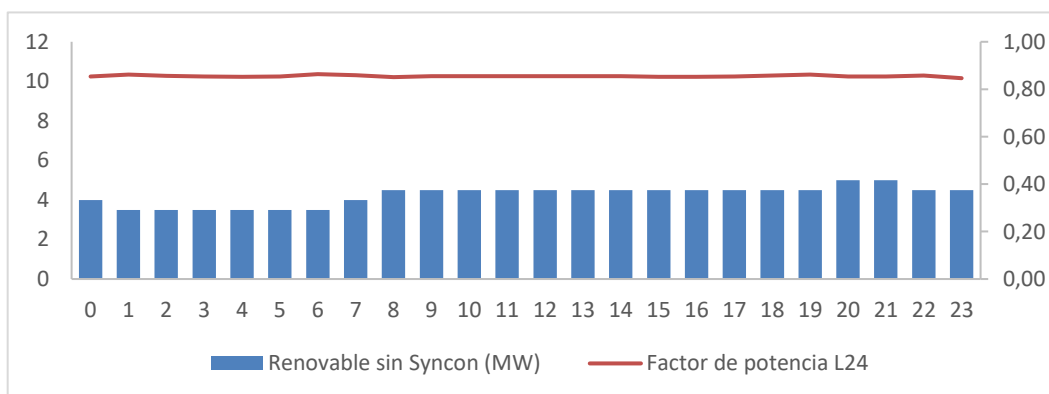


Figura 42: Generación Renovable sin compensador síncrono sin bajar de un fdp de 0,85

Como se puede ver, la generación renovable si cumple el límite del factor de potencia de 0,85 es mucho menor. Comparándola con la generación con compensador síncrono que calculado en el apartado 4.1.3 queda;

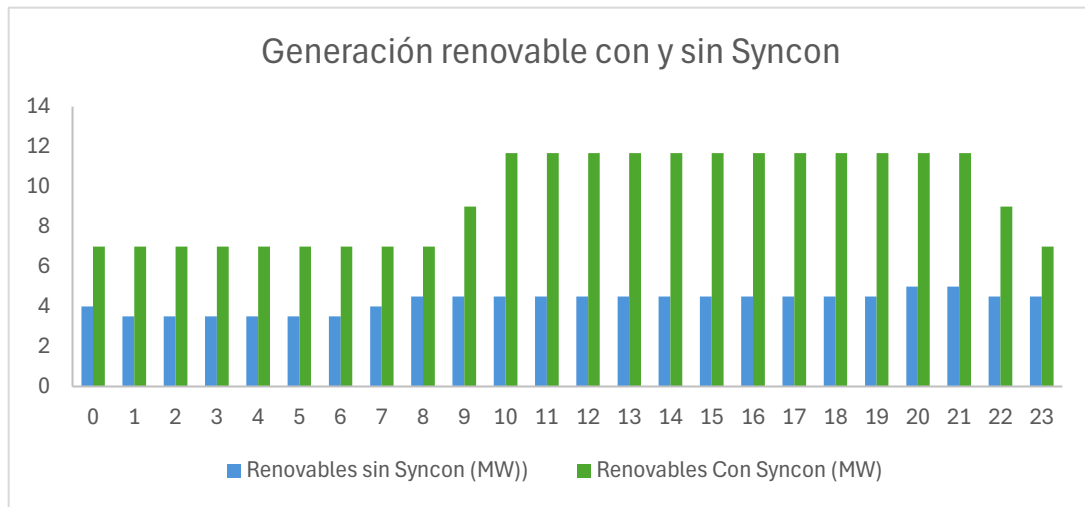


Figura 43: Comparación de la penetración de renovables con y sin Syncon

Como se puede apreciar en este gráfico, el compensador síncrono ayuda notablemente a la penetración de las energías renovables. Restando ambas y haciendo la media de esa diferencia da un aumento en 5,26 MW de generación renovable.

Una vez que se calcula este dato, lo que se ahorrará al año será:

$$E_{ahorrada} = 5,26 * 24 * 365 = 46.078 \text{ MWh/año}$$

Esta energía ahorrada es debido a que dejamos de consumir fuel para pasarnos a generar energía renovable que tiene coste 0. Para ver cuánto se ahorra hay que estudiar el consumo de fuel por MWh. Para este estudio se tendrá en cuenta la publicación del BOE [16] donde explica el coste del fuel en canarias.

Como se ve en el BOE, de media entre enero y junio de 2025 el coste del fuel oil BIA 1% fue de 435,20 €/ton. Suponiendo un rendimiento de las maquinas conectadas del 43% (rendimiento típico para los grupos de generación con años de antigüedad) y un poder calorífico del fuel de 11,6 MWh por tonelada consumida queda;

$$\text{Coste fuel} = \frac{435,20 \text{ €/ton}}{11,6 \text{ MWh /ton} * 0,43} = 87,2 \text{ €/MWh}$$

Con este dato el ahorro anual producido por sería de:

$$Ahorro = 87,2 * 46.078 = 4.018.002 \text{ €}$$

Suponiendo que los ahorros sean ingresos para el compensador síncrono, se va a evaluar la rentabilidad del proyecto con los índices habituales: VAN, TIR y payback. Trayendo las hipótesis anteriormente mencionadas (inversión de N = 30 años, inflación del 2,3% y descuento a tasa de retribución financiera de 6,58%) se va a calcular el factor de acumulación del proyecto, este factor recoge los efectos de la inflación y de la tasa de descuento.

$$f_{acumulacion} = \frac{k * (1 - k^N)}{1 - k}$$

$$k = \frac{1 + g}{1 + i} = \frac{1 + 0,023}{1 + 0,0658} = 0,9598$$

$$f_{acumulacion} = 16,913$$

Valor Actual Neto (VAN)

$$VAN = (I_0 - OPEX_0) * f_{acumulacion} - INV$$

$$VAN = (4.018.002 - 518.353) * 16,913 - 19.511.9366 = 39.676.361 \text{ €}$$

Como se puede ver, el VAN indica que cuando se hace la conversión de los flujos de caja a momento presente la construcción del proyecto es rentable.

Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Para evaluar la rentabilidad del proyecto se emplean dos indicadores complementarios. El primero es la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), esta es la tasa de descuento que anula el Valor Actual Neto. Representa la rentabilidad del proyecto. La gracia reside en comparar esta tasa con la tasa de retribución exigida, (6,58), si la supero el proyecto crea valor, sino lo destruye.

$$INV = \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j}$$

$$TIR = 20,5 \%$$

Como se puede apreciar la TIR es notablemente mayor que la tasa de retribución lo que indica que es un proyecto bastante rentable. Pero, la TIR no representa bien las ganancias ya que supone que el dinero se reinvierte en el proyecto.

Para corregir ese dato se va a introducir la Tasa Interna de Rentabilidad Modificada (TIRM) que considera que en vez de reinvertir todo a una tasa del 20,5% los flujos de cajas generados se reinvierten a la tasa retributiva dada por la CNMC, que es 6,58%

Primero se calcula el valor de los flujos reinvertidos a la tasa de descuento

$$VF = \sum_{j=1}^N FC_j * (1 + 0,0658)^{N-j} = 400.667.952 \text{ €}$$

Ahora se procede a juntar ambas rentabilidades y calcular el TIRM

$$TIRM = \left(\frac{VF}{INV} \right)^{\frac{1}{N}} - 1$$

$$TIRM = 10,6\%$$

Este dato sigue siendo notablemente mayor que la tasa de descuento que se había exigido de 6,58% por lo que el proyecto crea valor.

Payback

Es el tiempo que tardas en recuperar tu inversión

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} = INV$$

Sustituyendo los valores de i de 6,58% los flujos de caja de cada año se concluyen que la j , será de 7 años. Se tardarán 7 años en recuperar la inversión. Mucho menor que los 30 años que hay de vida útil.

Además, con el dato calculado del factor de acumulación, $f_a = 0,0772$, se puede calcular el coste medio anual del servicio que es de:

$$LC_{servicio} = INV \cdot f_a + OPEX_0 \cdot f_{\Sigma} \cdot f_a = 2.183.496 \text{ €/año}$$

Este dato es mucho menor que lo que está calculado que son las ganancias por lo que como se ha estado viendo el proyecto es bastante rentable no solo desde el punto de vista económico sino también desde el punto de vista de seguridad y operabilidad del sistema.

Capítulo 6. CONCLUSIONES

6.1 CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS

En este trabajo se ha analizado la red eléctrica de La Palma y se ha dimensionado un compensador síncrono de 15 MVA, conectado a través de un transformador elevador al nudo de Los Llanos de Aridane. El objetivo de este compensador síncrono es reforzar el sistema y aumentar la integración de la energía renovable en el mix de generación. Tras los estudios en régimen permanente, de inercia, de cortocircuito y dinámico se extraen las siguientes conclusiones:

En primer lugar: el estudio de flujo de cargas. Este estudio confirma que el factor de potencia es el principal limitador de cara a la integración de las renovables. Durante el día, sin el compensador síncrono, en el caso de que quieras tener una parte de generación renovable (10 MW de los 11,68 MW construidos) el factor de potencia de la línea Los Llanos-Santa Cruz de La Palma disminuye notablemente pasando a ser casi 0,5. Siendo el límite 0,85. Tras el diseño del compensador síncrono para que cubra un 50% de la potencia reactiva del sistema. Después del desarrollo se estudia los diferentes puntos de conexión a la red siendo estos los 3 nudos de la red de transporte (Los Llanos de Aridane, Santa Cruz de La Palma y San Andrés). El único nudo que garantiza la subida del factor de potencia es el nudo de Los Llanos de Aridane. Repitiendo el estudio con la incorporación del compensador al sistema se puede ver un aumento del 15% al 25% de integración mínima y del 17% al 45% de máxima penetración de las renovables. Dando la posibilidad de realizar nuevos proyectos de energías renovables.

En segundo lugar, el estudio del cortocircuito verifica que el compensador síncrono aumenta la potencia de cortocircuito en todos los nudos del sistema, aportando más robustez al sistema. Los puntos más favorecidos son aquellos que por cercanía están más próximos al compensador síncrono siendo el aumento mas notable el del nudo 2 que aumenta su potencia de cortocircuito en un 15,02%. En ultima estancia se revisó el Short Circuit Ratio para

verificar que el sistema era suficientemente robusto ($SCR > 3$). El punto mas critico era el nudo 4 con un SCR de 3,96 pre compensador. Después de la incorporación del compensador pasa a 4,38.

En tercer lugar, se realizó el estudio de la inercia. El criterio mas importante establecido fue el de deslastre de cargas, que a partir de un $df/dt < 2 \text{ Hz/s}$ se inicia el deslastre de cargas de mas de un 40% de la demanda. Sin compensador síncrono, en el punto mas critico (valle de generación, máxima penetración de renovables y mínimos grupos síncronos conectados) el RoCoF es de 2,31 Hz/s ante la desconexión de un grupo generador, claramente muy peligroso para el sistema. Después de la integración de los 7 s de inercia (en base del Syncon) el RoCoF ante la misma falta pasa a ser de 0,77 Hz/s mucho mas seguro. Permitiendo generar con menos generación síncrona reduciendo las emisiones asociadas.

En cuarto lugar, el estudio dinámico. En este estudio se ve la estabilidad transitoria ante el caso más crítico, máxima generación sin renovables y cortocircuito trifásico. Sin compensador síncrono el tiempo critico es de 328 ms y con compensador síncrono 438 ms. Ambos valores se sitúan por encima de los 200 ms de actuación de las protecciones entrando en el tiempo de actuación de las protecciones de respaldo.

Por último, el estudio económico demuestra la viabilidad de proyecto. El cual tiene un CAPEX de 19.511.936 € y un OPEX de 518.353 €/año. El estudio se plantea como ahorro en que generas 4.018.002 €/año. Tras los 30 años de proyecto, la tasa interna de rentabilidad son 20,5% y la tasa modificada 10,6% dándonos un valor neto de 39.676.361 €. El plazo de recuperación de la inversión son 7 años. Aportando rentabilidad además de seguridad del sistema.

En conclusión, como se ha visto en el proyecto, el compensador síncrono de 15 MVA aporta más seguridad, más robustez y mejor control de tensiones a la vez que permite un ahorro considerable al operador del sistema.

6.2 RECOMENDACIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Tras el trabajo, se visibilizan varias líneas futuras y varias líneas interesantes de estudio.

- Modelo dinámico AVR de regulador de tensión y la velocidad del grupo de los guinchos junto con diseño de la excitación del propio compensador.
- La incorporación de un volante de inercia (flywheel) al propio compensador para aportar más inercia giratoria al sistema.
- Creación de nuevos generadores renovables y tecnologías FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) que aporten más generación renovable y mayor seguridad del sistema.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍAS

- [1] ABB. (2023). *Synchronous condensers restore the inertia essential for a reliable grid*. <https://new.abb.com/news/detail/126948/synchronous-condensers-restore-the-inertia-essential-for-a-reliable-grid>
- [2] ABB. (2024). *La tecnología integrada de ABB estabilizará la red eléctrica en la transición de las islas españolas a la energía verde*. <https://new.abb.com/news/es/detail/116318/la-tecnologia-integrada-de-abb-estabilizara-la-red-electrica-en-la-transicion-de-las-islas-espanolas-a-la-energia-verde>
- [3] Boletín Oficial del Estado. (2019). *Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (PO SENP I)*. [https://www.boe.es/eli/es/res/2019/12/11/\(3\)/dof/spa/pdf](https://www.boe.es/eli/es/res/2019/12/11/(3)/dof/spa/pdf)
- [4] Boletín Oficial del Estado. (2024). *Resolución de 16 de enero de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los planes de deslastre automático de cargas de aplicación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares balear y canario*. <https://www.boe.es/boe/dias/2024/01/31/pdfs/BOE-A-2024-1858.pdf>
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2025). *Actuaciones específicas para aumentar la resiliencia de la red eléctrica*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/infraestructuras/ACTUACIONES%20ESPEC%3%8DFICAS%20PARA%20AUMENTAR%20LA%20RESILIENCIA%20DE%20LA%20RED%20EL%3%89CTRICA_Web%20MITERD%20V1.pdf
- [6] Open Data La Palma. (s.f.). *Infraestructuras para el desarrollo energético de la isla de La Palma* <https://www.opendatalapalma.es/maps/ba2171ed78b3431aa8a95fe055bc1cdf/about>
- [7] Red Eléctrica de España. (s.f.). *Mapa de instalaciones de producción*. e·sios. <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-produccion>
- [8] Red Eléctrica de España. (s.f.). *Análisis de datos del sistema eléctrico*. e·sios. <https://www.esios.ree.es/es/analisis>

- [9] Red Eléctrica de España. (s.f.). *Documento ambiental del proyecto de accesos Guinchos–Valle* [Documento de tramitación ambiental]. https://www.ree.es/sites/default/files/04_SOSTENIBILIDAD/Documentos/tramitacion_ambiental/DA/DAP_Accesos-Guinchos-Valle.pdf
- [10] Imedexsa. (2023). *Catálogo general 2023*. Industrias Metálicas de Extremadura. <https://www.imedexsa.com>
- [11] i-DE Redes Eléctricas Inteligentes (Grupo Iberdrola). (2019). *NI 54.63.01. Especificación particular – Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de alta tensión* (9.ª ed.).
- [12] *Electrical insulation – Thermal evaluation and designation*, IEC Standard 60085, 2007.
- [13] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2025). *La CNMC aprueba las Circulares de retribución de las redes eléctricas y fija una tasa del 6,58 % para los próximos seis años* [Nota de prensa]. <https://www.cnmc.es/prensa/circulares-retribucion-electrica-20251222>
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2025). *Resolución de 10 de julio de 2025, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 8 de julio de 2025, por el que se aprueba el listado de actuaciones que se incorporan en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026 para aumentar la resiliencia de la red de transporte de energía eléctrica* (BOE-A-2025-14558). Boletín Oficial del Estado, núm. 168, de 15 de julio de 2025.
- [15] Red Eléctrica de España. (2025). *Informe del sistema eléctrico español 2025: Mercado diario*. <https://www.sistemadelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/mercado-diario>
- [16] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2026). *Resolución de 27 de marzo de 2026, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diésel oil, gasoil y hulla en el primer semestre del año 2025 a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares* (BOE-A-2026-8009). Boletín Oficial del Estado, núm. 87, de 9 de abril de 2026.

ANEXO: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

(ODS)

Este Trabajo de Fin de Grado dentro de la agenda 2030, cumple los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible: el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), el ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura) y el ODS 13 (Acción por el clima).

ODS 7 – Energía asequible y no contaminante. Este es el objetivo que mas relación con el TFG tiene. El estudio demuestra que el principal problema para la integración de mas energía renovable en la isa no es falta de recurso sino problema de la red. Con un compensador síncrono se puede mejorar notablemente la integración de estas además de proporcionar más seguridad y disminuir el consumo de combustible para el funcionamiento de la central térmica.

ODS 9 – Industria, innovación e infraestructura. El compensador síncrono es una tecnología que aporta potencia de cortocircuito, inercia y control de tensión. Este estudio confirma una mejoría en estos tres ámbitos innovando el sistema eléctrico con infraestructura nueva haciendo de este un sistema más seguro.

ODS 13 – Acción por el clima. El compensador posibilita una mayor penetración de la energía renovable por tanto un menor uso de combustión contaminante que permite reducir las emisiones de efecto invernadero del sistema de La Palma.

En conclusión, el compensador síncrono actúa reforzando la infraestructura de la red (ODS 9), integrando más energía limpia y asequible (ODS 7) y reduciendo emisiones (ODS 13).

ANEXO I: ESPAÑOL

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **"Dimensionamiento de un compensador síncrono para la compensación de reactiva y el fortalecimiento de la red"** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025/2026** es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial²

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *"La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente"*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Durante la realización de este Trabajo Fin de Grado se han empleado herramientas de inteligencia artificial como apoyo puntual. En ningún caso, se ha utilizado para generar ningún documento o información. EL uso de la IA ha sido para aclarar conceptos teóricos sobre la inercia, el compensador... También han servido de apoyo en el

² Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

contraste de desarrollos de los sistemas de PSAT y PSSE con los resultados han sido validados de forma independiente por el autor. Toda la información proporcionada por dichas herramientas ha sido revisada y contrastada de forma crítica, siendo el trabajo, los modelos y las conclusiones fruto del criterio propio del autor.



Firmado (alumno): Alvaro Torres Mena

Fecha: 10-07-2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del
Proyecto



Fdo: Miguel
Fernandez-Sabugal
Perez

Fecha: 10-07-2026

ANEXO I: ENGLISH

Declaration of originality

I declare under my responsibility that the Project presented with the title: **“Sizing of a synchronous condenser for reactive power compensation and grid strengthening”** at the ICAI School of Engineering of the Comillas Pontifical University in the academic year **2025/2026** is of my authorship and has not been presented previously for other purposes. The Project is not plagiarised from any other, either totally or partially, and the information that has been taken from other documents is duly referenced.

Use of Artificial Intelligence³

I declare under my responsibility that (indicate the correct option):

☐ I have not used Artificial Intelligence in the preparation of this document.

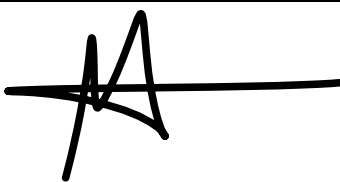
☒ I have used Artificial Intelligence in the preparation of this document and/or Annex B under the conditions allowed by Comillas Pontifical University, i.e. applying Level 2 of the Perkins et al. (2024) Assessment Scale: "AI can be used for pre-task activities such as brainstorming, description and initial research. This level focuses on the use of AI for planning, synthesising and generating ideas, but assessments should emphasise the ability to develop and refine these ideas independently". Specifically, Artificial Intelligence has been used to:

During the development of this Bachelor's Thesis, artificial intelligence tools have been used as occasional support. In no case have they been used to generate any document or information. The use of AI has been limited to clarifying theoretical concepts regarding inertia, the synchronous condenser, etc. They have also served as support in contrasting the developments of the PSAT and PSS/E systems, whose results have been independently validated by the author. All information provided by these tools has been critically reviewed and verified, with the work, the models and the conclusions being the result of the author's own judgement.

³ This declaration refers to the use of generative Artificial Intelligence to carry out the Project documents (Annex B and Memory). It does not apply to Projects where, by their nature, artificial intelligence must be used as part of them (application of machine learning techniques, neural networks, data analysis...).


Signature (student): Alvaro Torres Mena
Date: 10-07-2026

Authorisation for Project delivery

Thesis supervisor

Signature: Miguel Fernandez-Sabugal Perez
Date: 10-07-2026