

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

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE SISTEMAS DE
COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARQUES DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.***

Estudiante: *Elicegui Mayor, Alex*
Director/Directora: *Eguia Lopez, Pablo*
Tutor/a empresa: *Chacon, Juan*
Departamento: *Ingeniería eléctrica*
Curso académico: *2020/2021*

Bilbao, 14, Septiembre, 2021

RESUMEN

En este Trabajo de Fin de Máster se va a realizar un análisis de eficiencia de sistemas de compensación reactiva en parques de generación fotovoltaica mediante el software de simulación PowerFactory y scripts en lenguaje Python, para constatar la hipótesis inicial:

'La utilización de bancos de condensadores para compensación de reactiva en lugar de utilizar las capacidades de los inversores permitiría reducir las pérdidas en el interior del parque, y con ello mejorar la rentabilidad o disminuir el periodo de retorno de inversión (ROI) de éste, desde el punto de vista de eficiencia operativa.'

Se van a realizar simulaciones estacionarias para verificar la diferencia de pérdidas para los mismos puntos de operación del parque para ambas soluciones, y que ambas cumplen con la capacidad mínima de potencia reactiva tal y como establece el Código de Red correspondiente.

De manera análoga, se va a crear una herramienta de análisis modular con la cual poder realizar futuros estudios con diferentes topologías de parques, curvas de eficiencias de inversores, puntos de operación ...

ABSTRACT

In this Master's Thesis, an efficiency analysis of reactive compensation systems in photovoltaic generation parks will be carried out using simulation software such as PowerFactory and scripts in Python language, in order to verify the initial hypothesis:

'The use of capacitor banks for reactive compensation instead of inverter capacities would make it possible to reduce losses inside the park, and thus improve profitability or reduce the return on investment (ROI) period of the park, from the point of view of operational efficiency.'

Stationary simulations will be carried out to verify the difference in losses for the same operating points of the wind farm for both solutions, and that both comply with the minimum reactive power capacity as established by the corresponding Grid Code.

Similarly, a modular analysis tool will be created with which future studies can be carried out with different wind farm topologies, inverter efficiency curves, operating points...

LABURPENA

Master-amaierako lan honetan, konpentsazio erreaktiboko sistemen eraginkortasun-azterketa bat egingo da parke fotovoltaikoetarako, PowerFactory softwareen bidez eta Python hizkuntzaren script batzuekin, hasierako hipotesia egiaztatzeko:

‘Inbertitzaileen gaitasunen ordez, kondentsadore-bankuak konpentsazio erreaktiborako erabiltzeak parkearen barruko galerak murriztea ahalbidetuko luke, eta, horrela, errentagarritasuna hobetzea edo inbertsioaren itzultze-aldia (ROI) murriztea, efizientzia operatiboaren ikuspuntutik.’

Simulazio egonkorak egingo dira parkeko eragiketa-puntu berberetarako eta potentzia erreaktiboaren gutxieneko ahalmena betetzen dutela egiaztatuko da, dagokion sare-kodeak ezartzen duen bezala.

Era berean, aztertzeko tresna modular bat sortuko da, etorkizuneko azterketak egin ahal izateko parkeen topologia desberdinekin, inbertitzaileen efizientzia-kurbekin, eragiketa-puntuekin.

Índice

1. Introducción	4
2. Planteamiento del problema de Estudio	6
2.1. Antecedentes	6
2.2. Justificación	6
2.3. Hipótesis	7
2.4. Objetivos	7
3. Marco teórico	8
3.1. Energía fotovoltaica	8
3.2. Instalación fotovoltaica	9
3.2.1. Panel fotovoltaico	9
3.2.2. Inversor	11
3.2.3. Transformador	13
3.2.4. Cableado	14
3.3. Pérdidas energéticas en parques fotovoltaicos	15
3.4. Compensación Energía Reactiva	20
3.4.1. Triangulo de potencias	20
3.4.2. Ventajas de la compensación de potencia reactiva	21
3.4.3. Penalización por consumo de energía reactiva	21
3.4.4. Soluciones de compensación	22
3.5. Códigos de Red	27
3.5.1. Requerimiento de Potencia Reactiva	28
4. Metodología	31
4.1. Enfoque	31
4.2. Alcance	31
4.3. Herramientas de simulación	31
4.3.1. Herramienta de análisis	32
4.4. Modelo del parque	39
4.4.1. Modelado de las pérdidas	44
4.4.2. Alternativas a comparar	46
4.5. Caso de Estudio	49
4.5.1. Caso 1	49
4.5.2. Caso 2	51
4.5.3. Caso 3	52
5. Resultados	53
5.1. Análisis de pérdidas	53
5.2. Análisis económico	58
6. Conclusiones	60

Índice de figuras

1.	Tipos de células fotovoltaicas.	9
2.	Curva característica I-V variando la irradiancia.	10
3.	Curva característica P-V variando la temperatura.	10
4.	Curva eficiencia de un inversor fotovoltaico en función de la carga.	11
5.	Curva de capacidad ante distintos valores de tensión en p.u.	12
6.	Variación de la curva IV con la temperatura [1].	15
7.	Diagrama Sankey de una planta fotovoltaica.	19
8.	Triángulo de potencias. Corrección de factor de potencia	21
9.	Diferentes métodos de compensación de reactiva.	22
10.	Controlador SCCC	24
11.	Controlador TCSC	24
12.	Controlador STATCOM	25
13.	Controlador SVC	25
14.	Controlador UPFC	26
15.	Diagrama U-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico.	30
16.	Diagrama P-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico.	30
17.	Importar PowerFactory en modo <i>NON-INTERACTIVE MODE</i>	33
18.	Activar usuario y proyecto.	34
19.	Activar casp de estudio y variación.	34
20.	Importar valores de P y Q del excel previamente creado.	35
21.	Importar los diferentes elementos del sistema.	35
22.	Importar las variables P,Q y V del generador (referidas en el nodo).	35
23.	Función para crear el polinomio de la curva de eficiencia.	36
24.	Variables de la curva de eficiencia del inversor seleccionado.	36
25.	Primera parte del bucle for donde se le asignan valores a los controladores.	37
26.	Segunda parte del bucle <i>for</i> donde se calcula el valor de R.	38
27.	Parte final del bucle <i>for</i> donde se calculan todas las pérdidas.	38
28.	Modelo del parque fotovoltaico con PowerFactory	39
29.	Curva capacidad del inversor implícito en el <i>Static Generator</i>	40
30.	Características del transformador de media tensión	40
31.	Características eléctricas del cable de media tensión.	41
32.	Características del transformador de alta tensión	41
33.	Características del <i>PowerFrequency controller</i>	42
34.	Características del <i>Station Controller</i>	42
35.	Aporte máximo de reactiva en el PCC para la alternativa 1.	43
36.	Aporte máximo de reactiva en el PCC alternativa 2.	44
37.	Curva eficiencia del inversor [2].	45
38.	Curva Natural del modelo en p.u.	46
39.	Características del banco de condensadores.	47
40.	Características de la reactancia <i>shunt</i>	48
41.	Puntos de operación en base al TMY	50

42.	Comparativa de las pérdidas totales del parque en MWh para el Caso 1 y ambas alternativas.	53
43.	Comparativa de las pérdidas totales en MWh en función de la Q aportada por la sumatoria de inversores para el Caso 2 y ambas alternativas.	54
44.	Comparativa de las pérdidas totales en MWh del Caso 3 - Curva PQ	56
45.	Pérdidas por elementos en MWh para el Caso 1.	57

Índice de cuadros

1.	Elementos sistema.	43
2.	Casos de estudio.	49
3.	Pérdidas por elementos del sistema (MWh)	58
4.	Análisis económico de los Casos (€)	59

1. Introducción

La energía es la base del desarrollo de la sociedad humana. La demanda de energía no hace más que crecer a nivel global, y mientras estas necesidades siguen aumentando, la energía fósil tradicional como el carbón, el petróleo y el gas natural se están agotando.

Hace unos años, la industria energética constaba de unas pocas, pero enormes, centrales de generación convencional, las cuales hacían uso de estos recursos fósiles. Estas centrales de generación convencional emiten sustancias nocivas a la atmósfera, como el dióxido de carbono (CO₂), agravando el problema del calentamiento global al cual ya estamos sometidos y siendo cada año más evidente los efectos del cambio climático. Esto nos sitúa en un escenario de crisis de las fuentes de energía convencionales [3].

Por ello, la necesidad de una transición energética se hace cada vez más notoria, siendo vital replantearse un nuevo modelo energético mucho más enfocado en la comunidad, en el individuo, en el auto-consumo. El concepto de transición energética se define como un cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos, y está impulsada por la necesidad de descarbonización del sistema energético [4].

Las energías renovables son una buena solución para este dilema medioambiental, ya que pueden proporcionar una energía limpia y sostenible. Además, contribuyen a la descarbonización del sector eléctrico y reducen la dependencia hacia los recursos fósiles [5]. De la misma manera, este tipo de tecnologías promueve la descentralización de la generación eléctrica, creando un sistema eléctrico mejor mallado y restando poder a las empresas más grandes que poseen el control de gran parte del mercado.

Aun así, a pesar de las ventajas iniciales que presentan las energías renovables, hay algunos retos que dificultan su rápida expansión. El primer gran problema es la ubicación de estos recursos renovables, ya que no suele coincidir la localización de estos recursos con el lugar donde se requiere consumir la energía. Otro de los retos principales es la previsión de generación renovable, puesto que estas tecnologías dependen directamente de recursos naturales que son intermitentes, como el sol o el viento, y poco constantes a lo largo del tiempo. Por ello, la gestión de estas plantas renovables se complica haciendo que la tarea de control se dificulte también [6].

Dentro de las energías renovables, la energía solar se ha convertido en una de las principales energías del futuro. La energía solar fotovoltaica aprovecha la irradiación solar para la generación eléctrica. Tiene un gran potencial de desarrollo, ya que cuenta con un tiempo de construcción corto y el mantenimiento de las instalaciones es sencillo.

Para poder inyectar la energía generada a la red eléctrica es necesario cumplir con una serie de requerimientos de calidad de la energía. Un problema recurrente en el cumplimiento de estos requisitos es la capacidad de potencia reactiva del parque.

La energía reactiva es el componente de la energía que se utiliza para energizar los elementos del sistema y crear campos eléctricos y magnéticos para su correcto funcionamiento. Entre estos elementos están los transformadores, motores, o equipos que usen electrónica de potencia en general. Esta energía está constantemente en circulación y no se disipa, siendo una energía no útil. Aun así, esta energía hay que generarla y transportarla hasta los diferentes equipos, suponiendo un transporte de corriente adicional para los conductores del sistema. Esto supone unas mayores pérdidas en el interior del parque por el efecto Joule tanto en los conductores como en los transformadores, además de perder capacidad de generación por la sobrecarga del sistema, llevando a un encarecimiento general del coste de la energía.

Por otro lado, la energía reactiva ayuda a mejorar los niveles de tensión en los puntos más distantes y contribuye a la estabilidad del sistema siendo necesaria para las diferentes tareas de control, por lo que queda claro que una correcta gestión de la energía reactiva es necesaria, además de ayudar a la red eléctrica a mejorar la calidad de la energía, reducir las pérdidas en el sistema y aumentar la eficiencia global del parque [7].

El requerimiento de la capacidad de potencia reactiva en el parque establece los límites de absorción/inyección de potencia reactiva en el punto de conexión común (PCC). Normalmente el problema está en inyectar potencia reactiva capacitiva, puesto que el parque absorbe energía reactiva inductiva para el correcto funcionamiento.

Como se verá a lo largo del presente trabajo, para poder cumplir con estos requisitos se opta por la instalación de bancos de condensadores para aportar esa energía reactiva extra que necesita el parque, realizando la tarea de compensación de reactiva. Con este trabajo se pretende destacar la importancia de realizar estudios previos sobre el cumplimiento de los requisitos del código de red en la fase de desarrollo y tramitación de los proyectos renovables, para poder dimensionar y seleccionar correctamente los equipos principales (transformadores de potencia, paneles, inversores, bancos de condensadores, etc.), con el fin de obtener las soluciones óptimas para cada proyecto, tanto desde el punto de vista técnico como económico, evitando errores, contratiempos y penalizaciones en fases posteriores.

Este trabajo fin de máster ha sido desarrollado en conjunto con la empresa Grupo Artech, motivado por la necesidad de divulgar la importancia de equipos de compensación de potencia reactiva pasiva para el cumplimiento de los requisitos de red y colaborar con la calidad de la red.

2. Planteamiento del problema de Estudio

2.1. Antecedentes

En los últimos años, los desarrolladores de parques fotovoltaicos han estado confiando en las capacidades de los inversores para dar cumplimiento a los requerimientos de potencia reactiva, llevándolos a prescindir de equipos de compensación como los bancos de condensadores y reactancias *shunt*.

La razón por la cual prescinden de estos equipos es por simplicidad en el diseño, ya que reducen el número de distintos equipos, sin tener en cuenta que afectan directamente en el coste de fabricación de la planta (Capex) e indirectamente perjudicando los costos operativos de la misma (Opex)[8].

2.2. Justificación

En los próximos años, el incremento de las energías de fuentes renovables seguirá aumentando. Además, el aprovechamiento energético será un aspecto a tener muy en cuenta debido al encarecimiento progresivo de la energía.

La eficiencia energética, la cual se define como la optimización del consumo energético para proporcionar productos y servicios, busca proteger el medio ambiente mediante la reducción de la intensidad energética y habituar al usuario a consumir lo necesario, o en su defecto, al productor a generar energía más eficiente reduciendo las pérdidas de generación.

El interés por la eficiencia energética no solo surge por los beneficios económicos directos que puede representar para las empresas distribuidoras, sino que también porque permite mejorar la competitividad y eficiencia de las mismas, sin reducir esfuerzos que se realizan por la lucha contra el cambio climático.

Es por ello que habrá que optimizar los costes de operación de las plantas generadoras para que sean opciones aún más atractivas para los inversores, y siga desarrollándose una sociedad respetuosa con el medio ambiente evitando pérdidas innecesarias y exprimiendo mejor cada recurso natural del que disponemos.

La gestión de la potencia reactiva está directamente relacionada con los costes de operación de la planta, puesto que es una energía no útil que está siendo constantemente transportada produciendo unas pérdidas energéticas en el interior del parque, además de sobrecargar la instalación, reduciendo la capacidad de generación de potencia activa.

Por ello, mediante la compensación de la potencia reactiva, se contribuye a un mayor coeficiente de utilización de las plantas, una reducción de los costes de operación y en general, un sistema eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

2.3. Hipótesis

La hipótesis que se pretende defender en este trabajo fin de máster es la siguiente:

‘La utilización de bancos de condensadores para la compensación de potencia reactiva en lugar de las capacidades de los inversores permitiría reducir las pérdidas en el interior del parque, y con ello mejorar la rentabilidad o disminuir el periodo de retorno de inversión (ROI).’

2.4. Objetivos

El objetivo de este trabajo de fin de máster es realizar un análisis de eficiencia de las soluciones de compensación de potencia reactiva de las plantas fotovoltaicas para el correcto cumplimiento de los requerimientos de red. Este análisis se realizará con una herramienta modular creada expresamente para este proyecto, la cual combina el lenguaje de programación Python con el software de simulación PowerFactory. Mediante esta herramienta de simulación se validará si la planta fotovoltaica cumple con los requisitos mínimos de capacidad de potencia reactiva marcado por el Código de Red correspondiente, así como la eficiencia que presenta cada una de las soluciones existentes.

3. Marco teórico

3.1. Energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable y limpia que utiliza la radiación solar para producir electricidad. Se basa en el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual ciertos materiales son capaces de absorber fotones y liberar electrones, generando así una corriente eléctrica.

Esta energía se obtiene directamente a partir de la radiación solar, y se transforma en electricidad mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica. Este elemento puede ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo, dependiendo del proceso de fabricación escogido presentarán mejores o peores eficiencias y precios.

En cuanto a los tipos de plantas fotovoltaicas, existen dos tipos principales: las que están conectadas a la red y las que no. Dentro de las primeras existen, a su vez, otras dos clases:

- Parque fotovoltaico: Se trata de grandes instalaciones fotovoltaicas donde toda la energía producida por los paneles se vierte a la red eléctrica.
- Generador con autoconsumo: Se trata de instalaciones domésticas donde se utiliza una parte de la electricidad generada para el consumo propio y el restante se vierte a la red. De la misma manera, cuando el productor no dispone de energía suficiente para satisfacer su propia demanda, éste puede tomar la energía necesaria de la red.

Por su parte, las instalaciones no conectadas a la red operan en isla y suelen encontrarse en lugares remotos o de difícil acceso. Entre sus aplicaciones más interesantes se encuentran: satisfacer demandas de alumbrado público, bombeo de sistemas de riego agrícolas, señalización y servir de apoyo a las telecomunicaciones.

Por otro lado, las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica necesitan una serie de elementos para el correcto funcionamiento:

- Acumuladores de energía eléctrica: Se encargan de almacenar la energía que van generando las placas fotovoltaicas en los momentos de menor demanda para que se puedan utilizar en los momentos de mayor demanda energética. Generalmente se trata de baterías, aunque existen algunas instalaciones donde se mezcla la energía solar con la energía hidráulica y se aprovecha la energía generada en los paneles solares para accionar una bomba y subir agua a cierta altura para turbinarla posteriormente.
- Reguladores de carga: Los reguladores de carga son los encargados tanto del proceso de carga como de descarga de los acumuladores. Además se encargan de proteger la batería contra sobrecargas y previenen un uso ineficiente de la misma.

3.2. Instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica conectada a la red se compone a grandes rasgos de: transformadores, cableado de media tensión y unidades de generación. En este apartado se procederá a analizar las características de los diferentes elementos de estas instalaciones.

3.2.1. Panel fotovoltaico

El elemento principal de una instalación fotovoltaica es el panel fotovoltaico, también conocido como captador solar o módulo fotovoltaico.

Un panel fotovoltaico está formado por un conjunto de células fotovoltaicas, las cuales se conectan tanto en serie como en paralelo y producen electricidad a partir de la luz incidente en ellos mediante el efecto fotoeléctrico. En función de la conexión realizada, se tendrá una curva característica u otra. Cuantos más paneles en serie se coloquen, mayor será el voltaje de salida, mientras que si se colocan en paralelo, la intensidad será mayor.

Para darle una rigidez mecánica y aislar las células eléctricamente cuenta con un encapsulado. Además de darle esa rigidez y aislamiento, protege al panel frente a la abrasión, la humedad o posibles vibraciones.

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células. Se pueden distinguir dos principales:

- Silicio cristalino: Dentro de este grupo se encuentran los paneles monocristalinos y los policristalinos. Ambos tienen el mismo proceso de fabricación, a diferencia de que el policristalino se fabrica con un número menor de fases de cristalización además de elaborarse con material menos puro, dando como resultado una tecnología menos eficiente.
- Silicio amorfo: Esta tecnología tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sustrato como vidrio o plástico. El rendimiento de esta tecnología es bastante inferior en comparación con el silicio cristalino, por lo que suele ser la última de las opciones para grandes parques fotovoltaicos.



Figura 1: Tipos de células fotovoltaicas.

En la figura 1 se puede observar la diferencia entre los tres tipos. De izquierda a derecha: silicio amorfo, policristalino y monocristalino.

Los paneles fotovoltaicos presentan una curva I-V y una curva P-V de funcionamiento. Esta curva más allá de depender de la conexión serie-paralelo del arreglo fotovoltaico, depende de otros factores externos como la temperatura o la radiación solar. Cuanto mayor es la temperatura, menor es la tensión de circuito abierto, lo que se traduce en un peor rendimiento del equipo.

A su vez, cuanto mayor irradiancia se tenga, mayor va ser la potencia disponible. En la figura 2 se puede observar como la intensidad aumenta con la irradiancia.

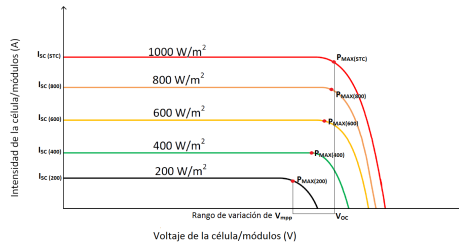


Figura 2: Curva característica I-V variando la irradiancia.

Por otro lado, en la figura 3 se puede ver como varía la curva P-V con la temperatura, siendo mayor la potencia disponible cuanto menor es la temperatura.

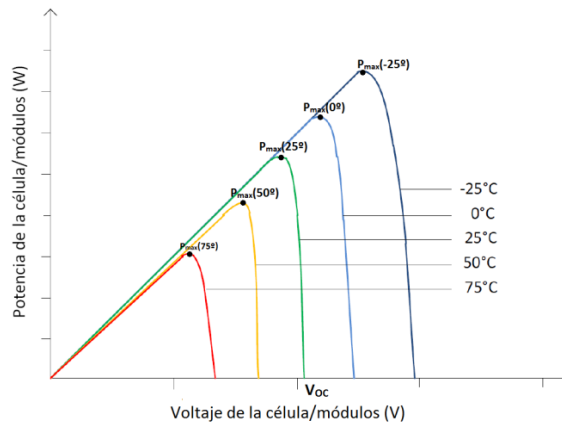


Figura 3: Curva característica P-V variando la temperatura.

3.2.2. Inversor

El inversor es uno de los elementos más importantes en una instalación solar fotovoltaica. Se encarga de transformar la corriente continua CC producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna CA con las características de la red convencional, las cuales dependen del país de origen. Este proceso lo hace mediante electrónica de potencia, activando y desactivando los disparos de los tiristores, provocando distorsiones armónicas en la tensión y corriente, las cuales a su vez provocan calentamientos en el cableado y transformadores.

Debido al elevado coste de los inversores en instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación, los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende del punto de operación del parque, siendo más eficiente cuando se trabaja con potencias cercanas o iguales a la nominal. En la figura 4 se puede apreciar la curva de rendimiento de un inversor estándar.

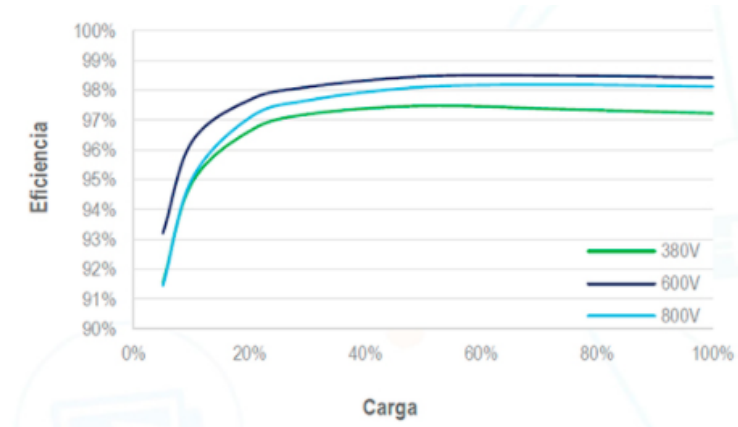


Figura 4: Curva eficiencia de un inversor fotovoltaico en función de la carga.

Por otro lado, el rendimiento se ve afectado también por el aporte de reactiva. Un elevado factor de potencia contribuye a un mejor rendimiento de este elemento, por ello, cuanto mayor sea el aporte de energía reactiva por parte del inversor, menor será este factor de potencia, y por consiguiente menor será el rendimiento.

Este elemento es el encargado de maximizar la producción generada por los paneles. Para optimizar el grado de aprovechamiento del panel solar, los inversores deben seguir el punto de máxima potencia (MPPT). Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.

Los inversores presentan una curva de capacidad característica de cada modelo, donde se presenta la capacidad que tiene el inversor de entregar/absorber potencia activa y reactiva. Esta curva varía en función de los valores de tensión

y es clave para comprender el comportamiento del inversor. En la figura 29 podemos ver un ejemplo de la curva de capacidad del inversor. El eje X simboliza la potencia reactiva en valores por unidad, mientras que el eje Y la potencia activa, también en p.u. Para los valores positivos de X se dice que está entregando potencia reactiva, también denominada potencia reactiva capacitiva. En contrapartida, para los valores negativos de X, se dice que está absorbiendo potencia reactiva o potencia reactiva inductiva.

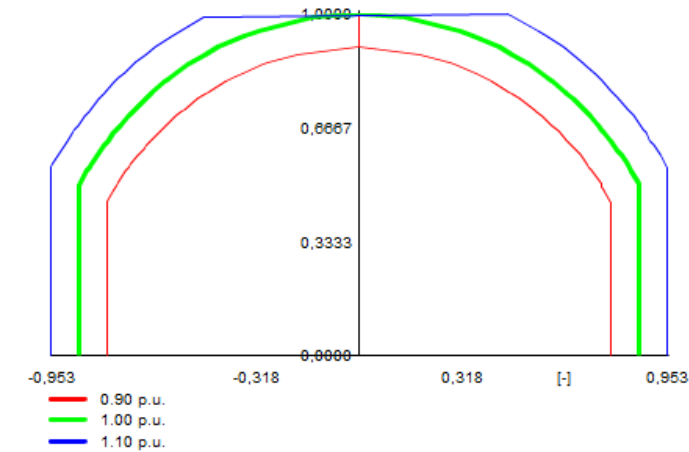


Figura 5: Curva de capacidad ante distintos valores de tensión en p.u.

Como se puede observar en la figura 29, si se trabaja a 1,1 p.u de tensión, la capacidad para entregar potencia reactiva se verá incrementada. Los parques fotovoltaicos suelen tener un carácter inductivo, esto es que absorben potencia reactiva. Por ello a los inversores se les va exigir compensar esa absorción de potencia reactiva, generando potencia reactiva capacitiva.

Los puntos de operación en los que vaya a operar el parque van a delimitar cuanta potencia reactiva tendrá que entregar, estando directamente relacionado con la eficiencia del inversor. De cara a cumplir los requisitos técnicos de calidad de la energía, es posible que sea necesario un sobredimensionado para poder aportar más potencia reactiva. Si se sobredimensiona un 10 % el inversor se tiene una capacidad de Q adicional de un 46 % en condiciones de máxima inyección de potencia activa [9].

Queda claro que los inversores son capaces de aportar la potencia reactiva necesaria, pero el rendimiento de estos se ve severamente perjudicados. Es por eso que llega a ser más interesantes compensar parte de esa potencia reactiva con elementos pasivos para dejar a los inversores que trabajen en puntos de operación más cercanos al factor de potencia unidad, y por consiguiente aprovechar mejor todos los elementos de la instalación. Además, de esta manera se evitarán problemas derivados de la sobrecarga de los inversores, trabajando estos ante menores exigencias y previniendo futuros parones por mantenimiento.

3.2.3. Transformador

Los transformadores son los encargados de elevar la tensión de baja a media o de media a alta tensión. Contiene elementos de maniobra y protección para operar en la planta, siendo el *tapping* un método auxiliar para el control de tensión. Este fenómeno consiste en variar mecánicamente el número de espiras del transformador para modificar el nivel de tensión cuando la potencia reactiva excede los límites.

Como se ha comentado, bien puede elevar la tensión de baja a media, para el transporte de energía dentro del parque, como de media a alta para la inyección de la energía a la red eléctrica en el punto de conexión (PCC).

El principio de funcionamiento de este elemento es la Ley de electromagnetismo de Faraday. Al aplicar una fuerza electromotriz en el devanado primario, producida por la corriente eléctrica que lo atraviesa, se produce la inducción de un flujo magnético en el núcleo de hierro. Al ser corriente alterna, el flujo magnético es variable, apareciendo una fuerza electromotriz en el devanado secundario o inducido. De este modo, el circuito eléctrico primario y el circuito eléctrico secundario quedan acoplados mediante un campo magnético.

La tensión inducida en el devanado secundario depende directamente de la relación entre el número de espiras del devanado primario y secundario y de la tensión del devanado primario. Dicha relación se denomina relación de transformación.

Este elemento del sistema es un consumidor de energía reactiva, puesto que está formado por bobinas que necesitan ser energizadas para el correcto funcionamiento del transformador. La potencia reactiva de un transformador se compone de dos partes:

La primera componente es la potencia reactiva en vacío. Mientras el transformador este alimentado, con o sin carga, el consumo de reactiva en vacío será constante. Este consumo, como valor por defecto, es de un 1 % de la potencia aparente del transformador.

La segunda componente es la potencia reactiva en carga. Este consumo será variable en función del índice de carga solicitado al transformador. Los parámetros relativos a esta variable son la tensión de cortocircuito y la potencia aparente del transformador. Cuanto mayor sea la potencia reactiva que debe aportar el sistema a la red, mayor será la tensión general del sistema, haciendo que los transformadores consuman más potencia reactiva. Por ello queda patente la necesidad de compensar la energía reactiva en estos elementos para llegar a cumplir con los requisitos en el punto de conexión.

3.2.4. Cableado

Los cables o conductores son los encargados de unir todos los elementos de la instalación. En una instalación fotovoltaica se pueden encontrar dos tipos de cables, los de corriente continua y los de corriente alterna.

Los cables de corriente continua unen el arreglo fotovoltaico con los inversores, y son los que presentan una mayor sección. Deben asegurar una protección de acuerdo a la normativa y deben tener conexión a tierra. Los cables de corriente alterna unen el resto de la instalación y son los que mayor longitud presentan.

El cableado es la parte de la instalación que más sufre de la mala gestión de la reactiva, puesto que va a ser el encargado de transportar la corriente adicional generada por la potencia reactiva por todo el circuito. Esto conlleva a unas pérdidas de potencia, como consecuencia de una intensidad elevada, proporcionales a la intensidad al cuadrado por la resistencia de la línea (también conocido como efecto joule). Además, como consecuencia de intensidades elevadas, se genera calentamiento excesivo en los conductores, con consecuencias negativas en la vida útil de los aislantes y los equipos en general.

El dimensionado del cableado varía en función de la intensidad que debe transportar. Por ello es necesario calcular la potencia reactiva que va circular por el parque, así como las medidas de compensación que se van a establecer. De esta manera se podrá reducir la sección del cable, ahorrando capital de inversión y evitando futuras pérdidas adicionales.

3.3. Pérdidas energéticas en parques fotovoltaicos

El objetivo de un parque fotovoltaico, o de cualquier planta de generación eléctrica, es la de entregar la máxima energía posible a la red. La energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiación incidente en un módulo fotovoltaico. En una ubicación donde se reciba una irradiación anual de 1.500 kWh/m² y en la que se disponga de una instalación fotovoltaica de potencia nominal 1 kW_p, se obtiene en ausencia de pérdidas una energía de 1.500 kWh. El área necesaria para la obtención de esa energía dependerá también del rendimiento del módulo.

Sin embargo, la energía inyectada a la red eléctrica es ligeramente inferior a la energía solar incidente, debido a las pérdidas energéticas que se producen en todo el proceso.

- Pérdidas por temperatura:

En el panel fotovoltaico se producen unas pérdidas energéticas del 5% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación [10].

En la práctica, la temperatura de operación de los módulos depende no solo de los factores ambientales como la irradiación, temperatura ambiente o velocidad del viento, sino que también depende de otros relativos a su ubicación como la posición de los módulos o las condiciones de aireación por la parte posterior.

Por ello, para un mismo sistema fotovoltaico con las mismas condiciones de irradiación solar, se producirá más energía en aquella en la que el clima sea más frío. En la ilustración 6 se puede ver como efectivamente, para una mayor temperatura se tiene una reducción del voltaje.

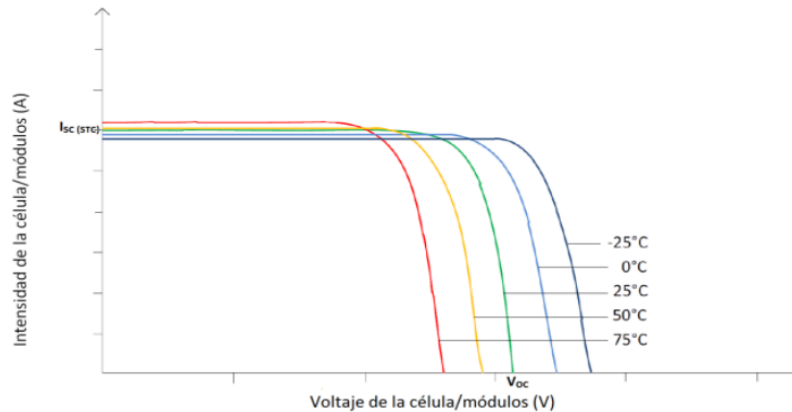


Figura 6: Variación de la curva IV con la temperatura [1].

- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal:

El proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos es un proceso industrial, por lo que los módulos deberían de ser idénticos. Aun así, al estar compuestos de células fotovoltaicas que por definición son todas distintas, implica que el valor de potencia nominal, referida a las condiciones estándar de medida STC, presente una distorsión.

Los fabricantes de estos elementos garantizan un valor de potencia con un margen que oscila desde 3% hasta el 10% sobre su potencia nominal. Este rango va acompañado de un certificado individual de cada panel, que contiene el valor de potencia unitaria entregada en condiciones STC. Dicho valor deberá estar siempre dentro de los márgenes marcados por la tolerancia citada anteriormente. No obstante, en muchas ocasiones el valor de la potencia certificada para la mayoría de los elementos suele tender a encontrarse más cerca del límite inferior de dichos márgenes.

Por ello, podría darse el caso de que los paneles que instalemos en un sistema fotovoltaico se encuentren en este límite inferior garantizado, dando como resultado una potencia entregada del sistema inferior en hasta un 10% sobre la prevista. Para intentar solventar este problema bastaría con buscar paneles con una menor tolerancia en el valor de la potencia entregada.

- Pérdidas por conexionado:

Los paneles de una misma serie presentan potencias ligeramente distintas. Estas pérdidas por conexionado, también conocidas como pérdidas de *mismatch*, se deben a la conexión entre módulos con distinto valor de potencia.

Cuando se conectan un conjunto de paneles en serie, se produce una limitación sobre la corriente, de tal manera que el panel que disponga de menor potencia no permitirá que circulen más amperios que los máximos que puede dar. Si se conectan en paralelo, el panel de menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto.

Estas pérdidas se pueden reducir o bien mediante una instalación ordenada en potencias de los módulos, o bien mediante la inserción de diodos *bypass*.

- Pérdidas por sombreado del generador:

Un sistema fotovoltaico, a lo largo del día, suele tener presencia de sombras totales o parciales. Si la instalación se encuentra en lo alto de un edificio o dispone de seguidores solares será más complicado que este fenómeno afecte directamente al rendimiento.

Aun así, cuando esto sucede, se producen unas pérdidas energéticas causadas por la disminución de la captación solar, así como por pérdidas de *mismatch*, debido al sombreado de un panel en concreto que limite la potencia de los demás módulos[11].

- Pérdidas por polvo y suciedad:

Las instalaciones fotovoltaicas se construyen en la intemperie, siendo inevitable que el polvo y la suciedad aparezcan sobre la superficie de los módulos. Si la deposición de polvo y suciedad fuese uniforme sobre la superficie del panel, daría lugar a una disminución en la corriente y tensión producida por el panel.

Por otro lado, si la aparición de la suciedad es localizada, por ejemplo un excremento de pájaro, se formarían puntos calientes y por consiguiente un aumento de las pérdidas de *mismatch*.

Estas pérdidas dependen de la ubicación de la instalación y de la frecuencia de lluvias, pudiéndose estimar por una inspección visual. Sus valores típicos anuales son inferiores al 4%.

- Pérdidas angulares:

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinada por el fabricante, asociada a unas condiciones estándar de medida, STC, además de implicar que la incidencia de los rayos solares sea perpendicular.

En la práctica, ni la incidencia de la radiación es perpendicular ni el espectro es estándar durante todas las horas de funcionamiento. Por ello, implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular. Además, hay que destacar que estas pérdidas aumentan con el grado de suciedad, suponiendo un porcentaje sobre el total del orden del 3 al 4%.

- Pérdidas espectrales:

La célula fotovoltaica es espectralmente selectiva, siendo la corriente generada distinta para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente. Por ello, una variación del espectro solar puede afectar a la respuesta de las células dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas. Este efecto espectral puede hacer variar la potencia en un margen del 1%.

- Pérdidas por el rendimiento del inversor:

El funcionamiento de los inversores fotovoltaicos está definido por una curva de rendimiento, la cual varía en función del punto de operación de este. Es de vital importancia en la fase de diseño escoger un inversor de alto rendimiento en condiciones normales de operación, además de seleccionar una potencia adecuada en función de la potencia del generador.

Esto principalmente se debe a que la selección de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador dará lugar a que opere con unos rendimientos muy bajos, debido al bajo factor de potencia, con las correspondientes pérdidas de generación.

El rendimiento del inversor es el parámetro más representativo. No solo depende de características constructivas y de su diseño interno, sino que también de la utilización o no en el equipo de un transformador de

aislamiento galvánico. La eficiencia del inversor sin transformador en las mismas condiciones puede aumentar en un 2 %. Los valores típicos de rendimiento suelen oscilar del 93 al 97 %. Estas pérdidas son a nivel de parque las más representativas, suponiendo una gran parte de las pérdidas de la instalación.

- Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador:

El inversor fotovoltaico va a trabajar conectado directamente al generador mediante un convertidor DC/DC, el cual será el encargado de mandar consignas al controlador que gestione el seguimiento del punto de máxima potencia.

Este punto de máxima potencia varía en función de las condiciones ambientales como la irradiación y la temperatura. El dispositivo de seguimiento funciona mediante algoritmos de control que cambian dependiendo del modelo o del fabricante.

La curva de rendimiento del inversor es función de la potencia. En modo funcionamiento normal se van a producir interferencias sobre la potencia producida, bien sea por la intermitencia del recurso solar o bien por sombras debido a suciedades. Este hecho va a provocar escalones en la curva IV de la célula, lo que se traduce a la curva PV del generador, haciendo que el inversor pase a operar en un punto que no es el de máxima potencia.

Los valores típicos se encuentran en un margen desde 96 % en días despejados hasta el 94 % en días con presencia de nubes y claros.

- Pérdidas por efecto Joule en el cableado:

Bien sea en el tramo de corriente continua, como en el tramo de corriente alterna, se producen unas pérdidas energéticas cuando una corriente eléctrica fluye por un conductor de un material con una cierta conductividad, convirtiendo la energía eléctrica en calor a través de las pérdidas resistivas de forma irreversible.

Estas pérdidas, regidas por la ley de Joule, se pueden disminuir en la fase de diseño de parque, teniendo que escoger entre el compromiso del extracoste de la instalación producido por el incremento de la sección y la reducción de las pérdidas de potencia en el generador fotovoltaico.[\[12\]](#)

- Pérdidas por explotación y mantenimiento:

En la práctica, será necesario realizar una serie de trabajos de mantenimiento preventivo de la instalación, llevando consigo la necesidad de parar elementos clave de la instalación, como puede ser el inversor.

A su vez, también se van a producir averías o condiciones de mal funcionamiento en equipos, de tal forma que cuanto más tiempo de sustitución se necesite para reparar los equipos, más incidencia va tener sobre la producción eléctrica.

Todas estas pérdidas se suelen representar en el denominado diagrama Shankey. Este diagrama parte de la irradiación incidente global, y va desglosando cada pérdida en puntos porcentuales hasta llegar a la cantidad de energía inyectada a la red. En la ilustración 7 se puede observar este diagrama para un caso concreto.

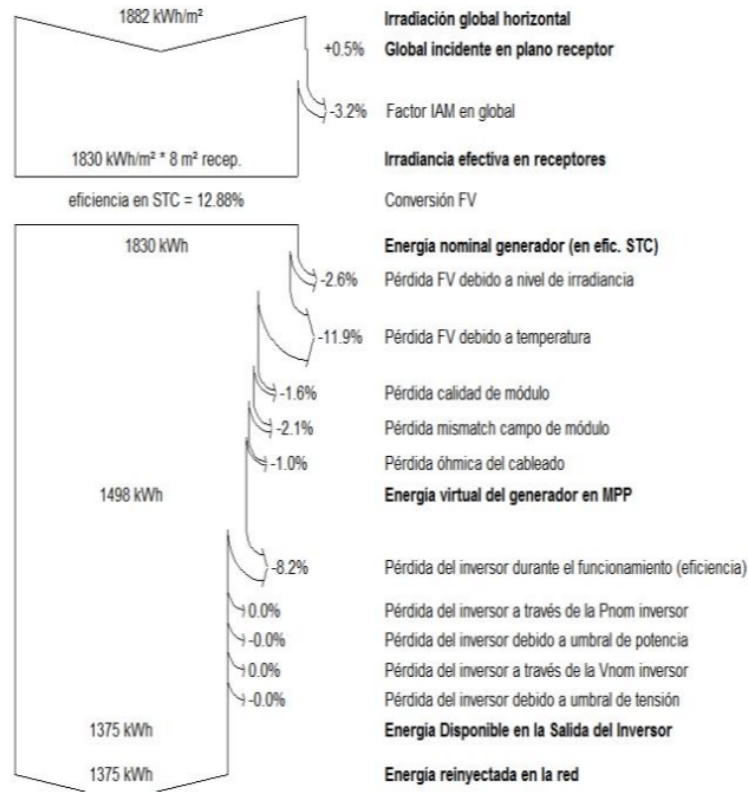


Figura 7: Diagrama Sankey de una planta fotovoltaica.

Además de las pérdidas vistas anteriormente, existen otro tipo de pérdidas dentro de un parque fotovoltaico asociadas a los equipos pasivos: condensadores y reactancias. Estos elementos tienen parámetros de construcción, como la tangente delta, que dan cuenta de las pérdidas eléctricas producidas por la componente resistiva equivalente de fuga del condensador con su reactancia capacitiva a frecuencia fundamental.

En el presente trabajo fin de máster las pérdidas que se van a intentar reducir son las pérdidas por el rendimiento del inversor, ayudándole a trabajar en punto de operación más eficientes, las pérdidas por efecto Joule en el cableado, reduciendo la corriente que circula por los conductores, y las pérdidas por explotación y mantenimiento, colaborando con la larga vida útil de los equipos.

3.4. Compensación Energía Reactiva

Todas las máquinas eléctricas en corriente alterna convierten la energía eléctrica suministrada en trabajo mecánico y/o calor. Esta energía se mide en kWh y se denomina Energía activa.

Existen ciertos receptores que necesitan crear campos magnéticos para su funcionamiento (motores, transformadores ...) y para generarlos es necesaria una corriente denominada magnetizante o reactiva, dando lugar a la Energía reactiva medida en kVARh.

Esta necesidad de energía reactiva provoca unas pérdidas en los conductores, caídas de tensión, y un consumo de energía suplementario que no es aprovechable directamente por los receptores [13].

En cualquier instalación eléctrica de corriente alterna hay cargas resistivas y reactivas. Las cargas resistivas tienen la corriente en fase con la tensión mientras que las reactivas (inductivas o capacitivas) están desfasadas 90° respecto al origen.

Esto hace que las cargas resistivas aprovechen toda la energía para convertirla en trabajo útil mientras que las cargas reactivas solo toman esta energía para luego devolverla, en un proceso de energización del sistema, creando un consumo de corriente activa y reactiva al mismo tiempo, provocando que la demanda al sistema sea superior a la corriente activa inicial.

El principio de la *Compensación de la energía reactiva* es generar la energía reactiva lo más próximo a la carga, de tal forma que el suministro quede libre de corriente adicional y no exista un transporte innecesario e ineficiente de la energía por parte de los conductores en media tensión, mejorando de esta manera el factor de potencia global de la instalación.

3.4.1. Triángulo de potencias

El denominado triángulo de potencias representa la potencia activa, reactiva y aparente. En él se puede ver el denominado factor de potencia o coseno de ϕ y la estrecha relación entre los diferentes tipos de potencia presentes en un circuito eléctrico.

El factor de potencia, fdp, representa el valor del coseno del ángulo que se forma al representar gráficamente la potencia activa y la potencia aparente, es decir, la potencia real de trabajo y la potencia total consumida por la carga [14]. Cuando se habla de mejorar el factor de potencia o de compensar la potencia reactiva, se hace referencia a la reducción del valor de la potencia reactiva que trae como consecuencia una reducción del ángulo que forman la potencia activa y aparente. De esta manera, al reducir el ángulo, aumenta el factor de potencia puesto que el coseno de 0° es igual a la unidad.

En la ilustración 8 se puede apreciar este aumento del fdp reduciendo el valor de la potencia reactiva.

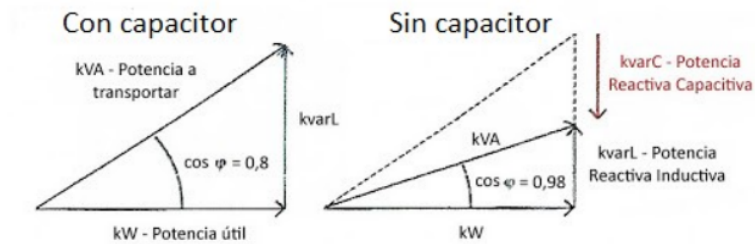


Figura 8: Triángulo de potencias. Corrección de factor de potencia

3.4.2. Ventajas de la compensación de potencia reactiva

Esta labor de compensación de potencia reactiva es indispensable para una correcta gestión técnica y económica de un sistema eléctrico. Los beneficios que se consiguen con ella son:

- Optimización técnica:
 - Ayuda al control de tensión a lo largo del sistema de transporte y distribución y permite optimizar los componentes de la instalación mejorando su rendimiento eléctrico.
 - Descarga las líneas de transporte y los transformadores de potencia.
 - Reduce el nivel de pérdidas del sistema.
- Optimización económica:
 - Reducción de la sección de los conductores de la instalación y sus pérdidas por efecto joule en las líneas de transporte.
 - Contribuye a un mayor ratio de utilización de la instalación.
 - Mejora en la eficiencia energética global, reduciendo los costes técnicos de explotación y en general reduciendo los costes económicos.

3.4.3. Penalización por consumo de energía reactiva

Como se ha visto en el apartado anterior, debido al consumo de energía reactiva se genera un bajo factor de potencia. Esto implica pérdidas de energía en los sistemas de distribución debido a la corriente adicional transportada, además de afectar a la calidad de la energía de la red.

Por ello, las empresas distribuidoras de energía eléctrica se ven obligadas a penalizar al generador que no dispone de una infraestructura adecuada que pueda proporcionar el mínimo factor de potencia establecido.

Según se establece en el anexo III del RD-413/2014 [15], la penalización se calcula multiplicando la energía activa saliente de las horas que se incumpla el rango del factor de potencia, rango que se encuentra entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, por la penalización: 0,00261€/kWh.

La regulación del factor de potencia se realizará y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación de producción. Se calculará con tres cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la cuarta cifra decimal sea o no menor de cinco.

La penalización se aplicará con periodicidad horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo mensual, que será destinado a minorar el coste de los servicios de ajuste que correspondan.

3.4.4. Soluciones de compensación

La compensación de reactiva se realiza con condensadores estáticos y puede realizarse en cualquier punto de la instalación. Dependiendo donde se instalen seguirán una estrategia diferente para conseguir la mejora del factor de potencia. Entre los principales métodos se encuentran [14]:

- Compensación individual: Compensación directa a la maquina a compensar, siendo la solución técnica más óptima al reducir directamente el consumo de reactiva en la carga. Es habitual su utilización en motores o transformadores.
- Compensación por grupo: Compensación para grupos de cargas en instalaciones donde existe una distribución sectorizada y extensa. Sirve a modo de apoyo para un sistema de compensación centralizado global.
- Compensación global centralizada: Compensación conectada a la entrada general de la instalación, habitualmente conectada en media tensión. Se divide en varios bloques, que se conectan y desconectan en función de la potencia reactiva necesaria.

En la ilustración 9 se puede observar los tres métodos mencionados.

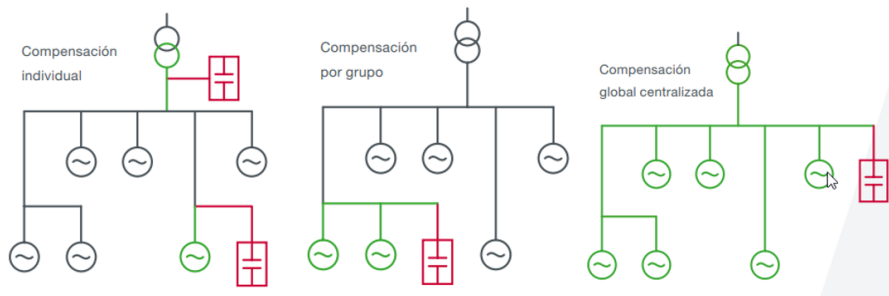


Figura 9: Diferentes métodos de compensación de reactiva.

Los condensadores estáticos son una solución simple, puesto que no tiene partes móviles, y tienen un mantenimiento mínimo. Además la eficiencia se mantiene invariante con el paso del tiempo. La conexión de los bancos es sencilla

y el tiempo de amortización de estos equipos es relativamente bajo, puesto que solo se debe reponer la inversión inicial a partir de la recuperación de energía.

Si bien es cierto que presenta una amplia gama de ventajas, estos equipos tienen serios inconvenientes si no son correctamente tratados. Entre las desventajas de los condensadores estáticos se encuentran:

- **Resonancia:** La resonancia es una condición en la que la reactancia capacitiva de un sistema, iguala a su reactancia inductiva dejando a los elementos resistivos de la red como único valor de impedancia. La frecuencia a la que se produce este efecto se denomina frecuencia de resonancia del sistema.

Si una fuente de armónicos coincide o se acerca a la frecuencia de resonancia del sistema, se producirá una amplificación peligrosa de las tensiones y corrientes, causando daños a los condensadores y otros equipos eléctricos. Dependiendo de cómo se modifiquen los elementos reactivos en el sistema, la resonancia puede ser de tipo serie o paralelo.

- **Explosiones:** Cuando un dieléctrico ha sido perforado en el condensador por cualquier motivo, en su interior se produce un cortocircuito, descomponiendo el líquido del interior y cuyos gases produce la explosión del tanque del condensador.

- **Sobretensiones:** A la hora de energizar el banco de condensadores, se producen sobretensiones transitorias que puede llegar a dañar los aislamientos del elemento si no se limitan. La conexión del banco es un proceso periódico, dependiendo de la filosofía de control utilizada, y en función del momento de conexión (parte ascendente de la onda sinusoidal de tensión) puede verse seriamente agravado el problema de sobretensión.

Para solucionar los problemas de resonancia bastaría con realizar el estudio armónico correspondiente, *Frequency scan*, y conectar filtros pasivos que neutralicen dichas resonancias, tanto las paralelo, las más usuales, como las serie.

En el caso de las explosiones, la solución sería el uso de fusibles rápidos individuales, el cual deberá ser del 170 % de la corriente de trabajo del condensador.

Por otro lado, como hemos visto anteriormente, los inversores también tienen la capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva, por lo que se les debe considerar una solución de compensación.

Este tipo de soluciones suele traer problemas de armónicos por la conmutación que tiene lugar en el convertidor DC/AC, por lo que será necesario el uso de filtros activos o pasivos. De cara a cumplir con los requerimientos de red que se verán más adelante, es necesario un sobredimensionamiento considerable. Es por eso que se suele optar por otras alternativas de compensación.

Por último, cabe señalar los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, también conocido por sus siglas en inglés *FACTS*.

Estos sistemas están compuestos por equipos de compensación estáticos utilizados para la transmisión de energía eléctrica en corriente alterna. Tienen la capacidad de proporcionar apoyo de potencia reactiva, mejorar la capacidad

de control, mejorar la estabilidad y aumentar la capacidad de transferencia de potencia de los sistemas de transmisión de CA. Son sistemas basados en la electrónica de potencia. Según el tipo de conexión del controlador FACTS con el sistema eléctrico, se clasifica en [16]:

- Controladores conectados en serie: Los controladores en serie se utilizan para introducir tensión en serie con la tensión de línea.
- Static Synchronous Series Compensator (SSCC): Es una técnica de compensación en serie utilizada en el sistema de transmisión. El flujo de potencia a través de la línea de transmisión se regula controlando la impedancia equivalente de la línea de transmisión. La tensión de salida del SSSC está totalmente controlada y es independiente de la corriente de la línea. Por lo tanto, al controlar la tensión de salida del SSSC, podemos controlar la impedancia de la línea. En la figura 10 se puede visualizar el esquema básico del SSSC.

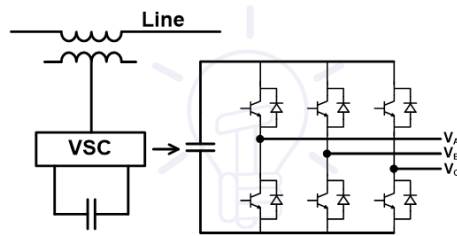


Figura 10: Controlador SSCC

- Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC): En este método la reactancia capacitiva se conecta en serie con el sistema de potencia. La batería de condensadores se conecta en paralelo con el reactor controlado por tiristores. Este método se utiliza para proporcionar una capacitancia serie variable y suave. Los tiristores se utilizan para controlar la impedancia del sistema controlado el ángulo de disparo del tiristor. En la siguiente figura se muestra el esquema básico del TCSC.

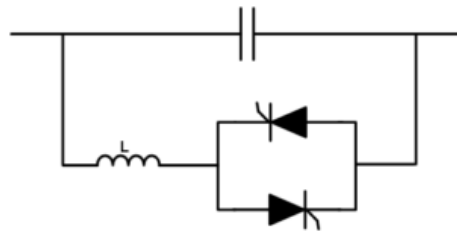


Figura 11: Controlador TCSC

- Controladores conectados en paralelo: Este tipo de dispositivo se utiliza para inyectar corriente al sistema de potencia en el punto de conexión.
- Static Synchronous Compensator (STATCOM): El STATCOM es un convertidor de fuente de tensión basado en la electrónica de potencia que puede regular la electricidad en el sistema de transmisión mediante la fuente o el sumidero de potencia reactiva. Por lo general, el STATCOM se utiliza en la línea de transmisión que tiene un factor de potencia muy pobre y una mala regulación de la tensión. Es el dispositivo más utilizado para mejorar la estabilidad de la tensión del sistema eléctrico.

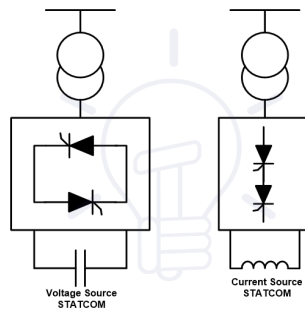


Figura 12: Controlador STATCOM

- Static VAR Compensation (SVC): En el compensador estático VAR, una batería de condensadores fija está conectada en paralelo con el inductor controlado por tiristores. El ángulo de disparo del tiristor controla el reactor y, por lo tanto, controla la tensión en el inductor. Por lo tanto, se puede controlar la potencia consumida por el inductor. El diagrama básico del compensador estático VAR es el que se muestra en la siguiente figura.

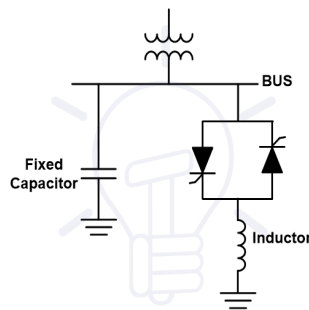


Figura 13: Controlador SVC

- Controladores híbridos: Este tipo es una combinación de inyección de tensión en serie e inyección de corriente en paralelo.
 - Unified Power Flow Controller (UPFC): Se trata de una combinación de STATCOM y SSSC acoplados a través de un enlace de tensión continua común. Para producir corriente, utiliza un par de puentes trifásicos controlables. Y esta corriente se inyecta en la línea de transmisión mediante un transformador.

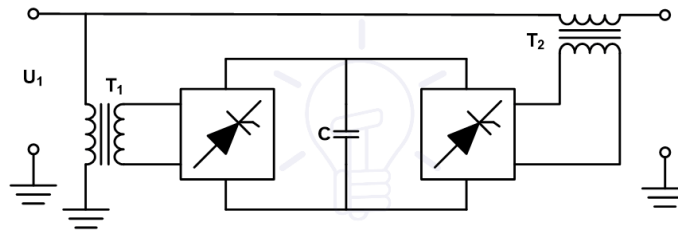


Figura 14: Controlador UPFC

Estos dispositivos, más allá de contribuir al aporte de potencia reactiva, colaboran con la red aumentando la calidad de la energía, la estabilidad de la tensión, la estabilidad térmica y la estabilidad transitoria del sistema. De manera análoga, aumenta la fiabilidad y flexibilidad de la red de transporte, de ahí a que su presencia en las nuevas instalaciones a día de hoy no haga más que seguir subiendo.

3.5. Códigos de Red

Los códigos de red son los encargados de regular aspectos de conexión, operación y mercado eléctrico. Para el caso de la UE, son reglamentos publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea, y tienen como objetivo aumentar la competitividad y eficiencia de las redes eléctricas, manteniendo la seguridad del suministro energético a los consumidores. En otros países se publican de diferente manera. Estos códigos se agrupan en tres grandes familias [17]:

- **Conexión:** Establecen requisitos para las instalaciones de generación, demanda y instalaciones de transporte HVDC que se conectan a la red.
- **Operación:** Conciertan los criterios de operación y seguridad de suministro de la red. Aquí se engloban los servicios auxiliares de reposición de servicio y todo lo relativo a emergencia.
- **Mercado:** Avanzan en el desarrollo del mercado interior de electricidad. Regulan aspectos como la asignación de capacidad y la gestión de congestiones, además de establecer directrices sobre el balance energético.

Estos reglamentos dejan aspectos a definir por cada País. En España, el proceso de implementación de estos reglamentos se desarrolla a través de diferentes grupos de trabajo con la participación de los principales agentes implicados: Gestor de Red de Transporte, Gestores de la Red de Distribución, Ministerio, CNMC, generadores, consumidores, etc. Finalmente, la implementación nacional de los códigos de red de conexión se materializa con la publicación en el BOE. Los documentos relativos a la implementación de los códigos y los requisitos técnicos son:

- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas [18].
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión [19].

De cara a que los titulares de los Módulos de Generación de Electricidad (MGE) conectados a la red de transporte y de distribución puedan acreditar el cumplimiento de los requisitos técnicos que le son de aplicación y por tanto puedan solicitar la Notificación Operacional Definitiva (FON), los Gestores de la Red de Transporte y Distribución publicaron la Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad (NTS) [20] según el Reglamento UE 2016/631 [21].

En esta norma técnica se desarrollan aquellos aspectos del Título 'Supervisión de la conformidad' del reglamento UE 2016/631 que requiere de un mayor grado de detalle para verificar correctamente el cumplimiento de los requisitos técnicos del reglamento por parte de los módulos de generación de electricidad.

Este trabajo fin de máster se centra en las plantas de generación fotovoltaicas y por lo tanto los requisitos que se deben analizar forman parte de la conexión a la red dentro del Código de Red. Los tres grandes requisitos dentro de esta familia son los siguientes:

- Capacidad de potencia reactiva: Cada unidad generadora cuenta con la capacidad de inyectar /absorber una cierta cantidad de potencia reactiva 'Q', la cual a su vez depende de la cantidad de potencia activa 'P', y está delimitada en la denominada curva de capacidad PQ de cada unidad generadora.

La capacidad de potencia reactiva mínima que deben inyectar/absorber los inversores en el punto de conexión para diferentes niveles de generación de potencia activa y a distintos niveles de tensión en el PCC es la exigida por los Códigos de Red de cada país. En España, como se ha comentado, estos códigos están resumidos en la NTS [20].

Mediante simulaciones en diferentes softwares se pueden realizar los estudios de flujos de cargas para verificar el cumplimiento de estos requisitos, de lo contrario, será necesario el uso de equipos de compensación de reactiva.

- Capacidad para soportar variaciones de tensión: Aquí se recogen los requisitos de tiempo de duración que tiene que soportar la planta generadora en funcionamiento para diferentes niveles de huecos de tensión, así como de sobretensión que se puedan originar en el punto de conexión común. Se facilitan gráficas donde se delimitan los valores de cada punto de operación y zonas de desconexión.
- Capacidad para soportar variaciones de frecuencia: Por último, se recogen las diferentes anomalías de subfrecuencia o sobrefrecuencia que puedan ocurrir en el punto de conexión en una tabla y se muestra gráficamente los límites superiores e inferiores que deben soportar como tiempo mínimo de operación.

En el presente trabajo se estudia la eficiencia de los sistemas de compensación de reactiva en parques fotovoltaicos, es por eso que se procede a explicar en profundidad el requisito previamente mencionado de la capacidad de potencia reactiva.

3.5.1. Requerimiento de Potencia Reactiva

En estos sistemas de potencia es necesario tener disponibilidad de una cierta cantidad de potencia reactiva puesto que ayuda a la tarea de regulación de tensión. En el año 2020 se publicaron en el BOE los documentos [18] y [19], cuyo objetivo era la definición de requisitos técnicos abiertos para cada código de red de conexión en España.

Para su aplicación se dividen las instalaciones en cuatro tipos (A, B, C y D) en función de su capacidad máxima y el nivel de tensión en el punto de conexión

a la red. Nos vamos a centrar en los requisitos para los del Tipo D, que es la topología seleccionada para el presente trabajo.

De cara a comprender los siguientes puntos se definen los siguientes aspectos, entre otros:

- Módulo de generación de electricidad (MGE): Un módulo de generación de electricidad síncrono o un módulo de parque eléctrico.
- Módulo de generación de electricidad síncrono (MGES): Un conjunto indivisible de instalaciones que pueden generar energía eléctrica de forma tal que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas.
- Módulo de parque eléctrico (MPE): Una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que no son generadores síncronos, o que están conectadas mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC.
- Capacidad máxima (Pmax): La potencia activa máxima que puede producir un módulo de generación de electricidad de forma continua, menos la demanda asociada exclusivamente a la facilitación del funcionamiento de dicho módulo de generación de electricidad y no suministrada a la red como se especifica en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad.
- Unidad de generación de electricidad (UGE): Son los equipos generadores de electricidad principales (aerogeneradores, paneles solares, ...)
- Componentes adicionales del MGE (CAMGE): aquellos elementos activos que forman parte del MGE y no son las UGE, pero cuya respuesta puede tener afección sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos del Reglamento.

El requerimiento de potencia reactiva tiene como objetivo verificar que el módulo de generación eléctrica (MGE) sea capaz de suministrar la potencia reactiva a su capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima del MGE conforme a lo indicado en el artículo 8.3.1 para MGES y 8.4.2 a y b para MPE, del procedimiento de operación 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad” [22].

En el artículo 8.4.2 se especifican los diagramas U-Q/Pmax y P-Q/Pmax que establece los límites dentro de los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima. Estos diagramas se pueden apreciar en las figuras 15 y 16.

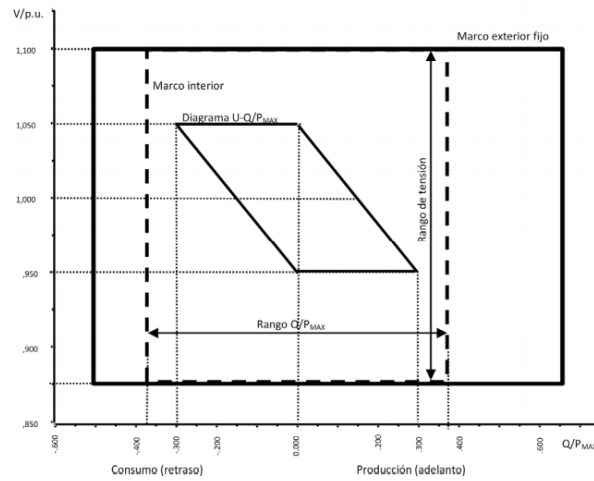


Figura 15: Diagrama U-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico.

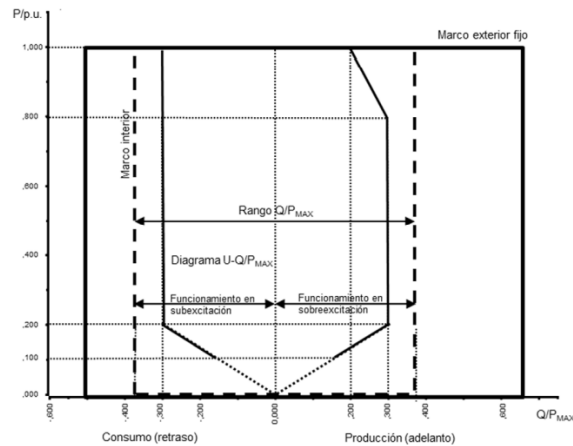


Figura 16: Diagrama P-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico.

El módulo de parque eléctrico (MPE) deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama P-Q/Pmax en los periodos de tiempo adecuados a los valores de consigna requeridos. Para ello el MPE deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente ya sea mediante un modo de control de la tensión como mediante un modo de control del factor de potencia.

4. Metodología

4.1. Enfoque

El enfoque que se le ha dado a este trabajo fin de máster es la de calcular las pérdidas energéticas que presentan los diferentes elementos de una instalación fotovoltaica ante distintos niveles de generación y con diferentes sistemas de compensación reactiva. De esta manera se calcularán las eficiencias de las diferentes alternativas, equipos de compensación pasiva y equipos de compensación activa, pudiendo comparar los puntos de operación más críticos y el comportamiento que presenta cada alternativa.

Se modelará un parque fotovoltaico con el software de simulación PowerFactory y con el lenguaje de programación Python se recogerán y se tratarán todos los datos obtenidos en las simulaciones para la obtención de conclusiones. Se graficarán los resultados obtenidos para visualizar las pérdidas obtenidas en los diferentes equipos, y se realizará la comparación ante diferentes escenarios.

4.2. Alcance

Para la realización de este proyecto ha sido necesario acotar bien el campo de estudio. En este trabajo se optó por acotar el análisis a parques fotovoltaicos de 50 MW, principalmente debido a que este valor es el límite establecido por la normativa española de máxima capacidad, donde establece que los parques superiores a 50 MW se engloban dentro del tipo D [23].

Aun así, este estudio se ha realizado con una herramienta de análisis modular, por lo que con unos ligeros cambios en la herramienta se podrá realizar este tipo de estudios a parques de otras dimensiones. En cuanto a la temporalidad, se estudia el comportamiento del parque ante diferentes soluciones de compensación de reactiva a lo largo de un año, con diferentes filosofías de control.

4.3. Herramientas de simulación

Las instalaciones renovables de gran escala están provocando grandes cambios estructurales y topológicos, instalando cada vez más tecnología basada en electrónica de potencia en las redes de distribución. El funcionamiento y planificación de estos sistemas complejos requieren de estudios concretos para comprender las posibles causas de amenaza, siendo imprescindibles para plantear las diferentes soluciones de operación y control.

Es por ello que se han creado paquetes de softwares para abordar este tipo de estudios, donde se modelan los componentes de un sistema eléctrico y se realizan tareas de simulación y análisis de diferentes tipos de fenómenos.

El software de simulación utilizado para la elaboración de este proyecto es el PowerFactory. La modelización de los componentes eléctricos en este software se dividen en cuatro categorías principales:

- Busbar: En este grupo se engloban todas las terminales, nodos y barras, donde se calculan las variables de tensión y ángulo. En PowerFactory esta

clase se identifica como *ElmTerm*.

- **Generador:** Los generadores se modelan como fuentes de tensión controladas, los cuales controlan la tensión y la inyección de potencia activa en la barra. El modelo de generador estático será el utilizado para este proyecto, en el cual el inversor está considerado dentro del elemento *ElmGenstat*.
- **Filtros Shunt y Cargas:** Estos componentes se encargan de intercambiar la potencia activa y/o reactiva. Las cargas se modelan usando la clase *ElmLod* y los filtros Shunt se pueden modelizar como filtros resistivos, inductivos y capacitivos o como una combinación de ellos con la clase *ElmShnt*.
- **Ramas y líneas:** Son los componentes que conectan dos terminales para formar la red. Incluye líneas, transformadores, reactancias serie, capacitancias serie, filtros y dispositivos de control. Las clases *ElmLne* y *ElmTr* son las correspondientes a las líneas y transformadores.

Primero se modelizan los busbars, después los elementos que unen estas barras como las líneas y transformadores, y por último las cargas, generadores y los elementos de compensación. PowerFactory asocia las clases a cada elemento y de cara a realizar las simulaciones los convierte en objetos a los que va cambiando los valores.

Para el desarrollo de la herramienta de análisis se van a utilizar *scripts* de Python con los cuales se llamará a cada objeto descrito previamente, y se encargará de ir modificando los parámetros para cada estudio mientras recoge los datos obtenidos en un archivo csv.

4.3.1. Herramienta de análisis

La herramienta de análisis modular cuenta con una serie de parámetros que permiten variar el alcance del estudio. Este fue el primer paso para la realización del proyecto, donde se modeló el parque objeto de estudio y se escribieron los *scripts* para las simulaciones posteriores. Los parámetros de la herramienta son los siguientes:

- **Topología del parque:** Este parámetro es el modelo completo del parque en PowerFactory. Se puede modificar cualquier variable del modelo; potencia instalada, cantidad de inversores, utilización de bancos de condensadores más grandes, etc. Todo aquello relacionado con el dimensionado del parque.
- **Curva de eficiencia inversor:** Las pérdidas presentes en los inversores son las más representativas a nivel de parque, es por eso que este parámetro es clave de cara a modelar las pérdidas del parque correctamente. Si se dispone de la curva de eficiencia de un inversor específico se podrá simular el estudio con las pérdidas de ese mismo inversor, siendo el input la parametrización de la curva.

- Criterio control de reactiva seleccionado: Otro aspecto relevante de este estudio es la filosofía de control utilizado para la conexión/desconexión de los equipos de compensación. Dependiendo del criterio de conexión del banco de condensadores estipulado para el parque habrá variaciones en la mejora de eficiencia. Aquí se podrán establecer los valores límite de estas conexiones.
- Punto de operación: Este último parámetro es el que delimita cómo va estar trabajando el parque durante el periodo de un año. Si se disponen de datos reales de un parque fotovoltaico se podrán insertar dichos valores. Por otro lado, si no se dispone de esta información, se podrá asociar la irradiancia de la ubicación a la potencia activa del parque.

En cuanto a la estructura de la herramienta de análisis, está compuesta por cinco *Scripts*. Con el primer *Script*, Generación de números aleatorios, se generan los puntos de operación compuestos por las variables P y Q. Para ello, el *Script* recoge valores de la irradiancia de la ubicación seleccionada, la convierte en valores por unidad de P, y le asocia valores aleatorios de Q dentro de los límites establecidos por los códigos de red. Posteriormente guarda los valores de P y Q en un excel para que la simulación para ambas alternativas sea con los mismos datos.

Los siguientes tres *Scripts* son prácticamente idénticos, ya que se ha creado uno para cada caso de estudio pero con pequeñas modificaciones. En cuanto a la estructura general de estos *Scripts*, nombrados cada uno por su caso (*Script Similar Caso 1*), se explica a continuación:

En primera estancia se importa el software PowerFactory para manejar python desde el modo *NON-INTERACTIVE MODE* como se aprecia en la figura 17.

```
import numpy as np
from matplotlib import pyplot as plt
import sys
sys.version
sys.path.append(r"C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2021\Python\3.9")

import powerfactory as pf
import pandas as pd
app = pf.GetApplication()
if (app is None):
    print('No se pudo obtener una instancia de la aplicación Power Factory')
elif isinstance(app,pf.Application):
    print('Instancia de Power Factory creada')

from IPython.display import clear_output
from random import seed
from random import random
from random import gauss
import time
```

Figura 17: Importar PowerFactory en modo *NON-INTERACTIVE MODE*.

Acto seguido se carga el usuario y proyecto previamente modelado con el PowerFactory:

```
user = app.GetCurrentUser()
user.GetContents('TFM Alex PV System 50 MW.IntPrj')
app.ActivateProject('TFM Alex PV System 50 MW.IntPrj')
```

Figura 18: Activar usuario y proyecto.

Con el proyecto en cuestión cargado, se activa el caso de estudio y se activa o desactiva la variación del modelo, dependiendo de que alternativa se vaya a simular.

```
CarpetaStudyCases= app.GetProjectFolder('study')
StudyCases= CarpetaStudyCases.GetContents()
studycase = StudyCases[0]
studycase.Deactivate()
studycase.Activate()

folderVariation=app.GetProjectFolder('scheme')
variations = folderVariation.GetChildren(1)

for variation in variations:
    print('Variación: {}'.format(variation.loc_name))
variation = variations[0]
```

Figura 19: Activar casp de estudio y variación.

Anteriormente, con el *Script* Generación de números aleatorios, se ha creado un excel con la información de los puntos de operación. El siguiente paso es importar esos valores de P y Q a esta simulación. Para ello se hará uso de pandas.

Pandas es una muy popular librería de código abierto dentro de los desarrolladores de Python, la cual sirve para la manipulación y el análisis de datos para este lenguaje.

Pandas usa los denominados *dataframes*, muchas veces escrito como df, que son una estructura de datos bidimensional etiquetada con columnas de tipos potencialmente diferentes. Se puede pensar en ella como una hoja de cálculo para el manejo de datos.

Posteriormente se procederá a importar los diferentes elementos del sistema, los cuales se modelan como objetos en PowerFactory, así como los diferentes archivos de resultados de los flujos de cargas que también se modelan como objetos.

Una vez están importados todos los elementos (objetos), se importan las variables necesarias para el cálculo de las pérdidas de cada uno de los elementos.

```

#Lectura de excel
file_name = "puntos_operacion.xlsx"
file_path = r"/" # cambiar en función de donde ejecutes el jupyter notebook
df_puntos_operacion = pd.read_excel(file_name)
df_puntos_operacion.head() #head para mostrar los primeros

```

Figura 20: Importar valores de P y Q del excel previamente creado.

```

Ldf=app.GetFromStudyCase('ComLdf')

Generadores = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmGenstat')
Trafos = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmTr2')
Lineas = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLne')
results = app.GetFromStudyCase("*.ElmRES")
comRes = app.GetFromStudyCase('Result Export.ComRes')
Resistencias = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmSind')
Nodos = app.GetCalcRelevantObjects('Nodo*.ElmTerm')

PfController=app.GetCalcRelevantObjects('Power-Frequency Controller.ElmSecctrl')
QController=app.GetCalcRelevantObjects('Station Control.ElmStactrl')

```

Figura 21: Importar los diferentes elementos del sistema.

En los transformadores se importan las variables de potencia activa y reactiva, a la entrada y a la salida de cada uno de ellos. De esta manera se verá cuanta potencia reactiva están consumiendo y cuanta potencia activa se pierde en este proceso de transformación.

En las líneas se importa la potencia activa al comienzo y al final de la línea, para ver cuanto suponen las pérdidas por efecto Joule en estos tramos.

Por último, en los generadores, se importan las variables potencia activa, potencia reactiva y tensión. De esta manera sabremos como se están comportando ante los diferentes puntos de operación. Como se verá posteriormente en el apartado *Modelado de las pérdidas*, para modelar las pérdidas de este elemento se ha optado por incluir una resistencia en serie para dar cuenta de estas pérdidas, por lo que también se tienen que importar las variables de esas resistencias. En la figura 22 se puede apreciar la manera en la que se importan las variables del generador, siendo similar para el resto de variables:

```

for Nodo in Nodos:
    print(Nodo.loc_name)
    results.AddVariable(Nodo, "m:Pgen")
    results.AddVariable(Nodo, "m:Qgen")
    results.AddVariable(Nodo, 'm:Ul')

```

Figura 22: Importar las variables P,Q y V del generador (referidas en el nodo).

El siguiente paso será insertar el parámetro curva de eficiencia del inversor. Para ello se crea una función en el código donde insertándole los valores de potencia activa entre potencia aparente en el eje x, eficiencia en el eje y, y el grado del polinomio deseado, nos devuelve la curva de eficiencia del inversor parametrizada. Esta función está representada en la figura 23.

```
def crea_curva_eficiencia(x,y,n):
    coef = np.polyfit(x,y,deg=n)
    p = np.polyld(coef)
    return coef,p
```

Figura 23: Función para crear el polinomio de la curva de eficiencia.

En este caso, se ha utilizado el mismo inversor para todos los casos, y se ha escogido una ecuación polinómica de grado 3. Las variables de la curva de eficiencia de este inversor se ven reflejadas en la figura 24. Como resultado, obtenemos un polinomio el cual se utilizará posteriormente para el cálculo de eficiencia de cada punto de operación.

```
p_s = np.array([0.1,0.2,0.4,0.6,0.8,1])*6
rendimineto = [0.86,0.9,0.93,0.95,0.96,0.97]
#rendimineto = [0.99,0.99,0.99,0.99,0.99,0.99]

grado = 3
(coef,polinomio) = crea_curva_eficiencia(p_s,rendimineto,grado)
```

Figura 24: Variables de la curva de eficiencia del inversor seleccionado.

Al crear una variación con una potencia aparente distinta, se ha referido el vector p_s a la potencia aparente de la alternativa correspondiente, en este caso la primera.

Llegados a este punto ya tenemos cargados todos los elementos con sus variables, los puntos de operación importados y la curva de eficiencia del inversor definida.

Mediante un bucle *for* se procederá a realizar una simulación de dos iteraciones. La primera iteración servirá para calcular el valor de la resistencia R, que dará cuenta de las pérdidas en el inversor. La segunda iteración será donde se exporten todos los valores obtenido de la simulación con las pérdidas de todo el parque.

En la figura 25 se puede ver la primera parte de este bucle *for*, donde se asignan los valores de P y Q a los controladores. El controlador *Station Controller* tiene el convenio de signos cambiado, por ello se inserta el menos delante.

La siguiente parte del bucle *for* es la encargada de la primera iteración, donde el valor de la resistencia R es igual 0. Se toman las variables P, Q y V, y con ellas se calcula la potencia aparente y el vector p_s.

```

import time
Pbase = 50
for i in range(n):
    clear_output(wait=True) #Debajo del for
    P=df_puntos_operacion['PPCC'][i]
    Q=df_puntos_operacion['QPCC'][i]

    #for Generador in Generadores:
    #    Generador.pgini=Pbase*P/10
    #    Generador.qgini=0

    PfController[0].psetp= P*Pbase
    QController[0].qsetp= -Q*Pbase

```

Figura 25: Primera parte del bucle for donde se le asignan valores a los controladores.

Acto seguido se evalúa el polinomio con esos valores de potencia activa y aparente, y se calcula el rendimiento del inversor para ese punto de operación. Para ello se ha utilizado otra función donde se le inserta el valor de *p_s* y *te* devuelve el valor del rendimiento.

Se calcula el valor de *R* que da cuenta de las pérdidas asociadas a ese rendimiento, y se crea una columna en el *df_parametros* con todos los valores de las resistencias que simbolizan las pérdidas en los inversores. En la figura 26 se puede ver esta parte del código.

Pasando a la segunda iteración, ya disponemos del valor de la resistencia *R*, por lo que se le inserta ese valor a las resistencias y se realiza el flujo de cargas de nuevo. Esta vez se recogen todos los valores de la simulación en el *df_temp*.

Para el cálculo de las pérdidas, se ha creado otro *dataframe* denominado *df_perdidas*, y mediante operaciones sencillas de sumas y restas se han recogido las pérdidas en las líneas, transformadores e inversores, así como la suma de todas ellas. Esta última parte del código se muestra en la figura 27.

Por último, mediante una línea de código se exportan los datos de ese punto de operación a un csv, donde se irán exportando las variables; *P* y *Q* en el punto de conexión común (PCC), valores de pérdidas para cada línea, transformador e inversores, pérdidas totales en las líneas, transformador e inversores, pérdidas totales del parque, y el porcentaje de pérdidas que simboliza el inversor respecto al total del parque. Todo ello se irá sobrescribiendo para cada punto de operación que tiene lugar en un año entero, 8640 puntos diferentes.

Como se ha comentado, estos tres *scripts* son prácticamente idénticos a excepción de los parámetros de control escogidos para la conexión de los bancos y reactancias *shunt*, así como la manera de asignarles valores a los controladores *P-f* y *Station Controller*, los cuales se analizarán en profundidad más adelante.


```

for Resistencia in Resistencias:
    Resistencia.rrea=0

results.Clear()
results.InitialiseWriting()

Ldf.Execute()

results.Write()
results.FinishWriting()
results.Load()

#comRes.f_name = 'ParametrosR.csv'
comRes.Execute()
#df_Calc_R = pd.read_csv(comRes.f_name,delimiter=',',decimal=',',header=[0,1])
df_Calc_R=pd.read_clipboard(decimal=',',header=[0,1])

#Calculamos con estos parametros la R equivalente
df_parametrosR['Potencia activa']=df_Calc_R['Nodo 1']['m:Pgen']
df_parametrosR['Potencia reactiva']=df_Calc_R['Nodo 1']['m:Qgen']
df_parametrosR['Tensión']=df_Calc_R['Nodo 1']['m:U1']

df_parametrosR['Potencia aparente']=(df_parametrosR['Potencia activa']**2+df_parametrosR['Potencia reactiva']**2)**(1/2)
df_parametrosR['Intensidad']=(df_parametrosR['Potencia aparente'])/(df_parametrosR['Tensión']*3**(1/2))

df_parametrosR['P/S']=(df_parametrosR['Potencia activa'])/(df_parametrosR['Potencia aparente'])

p_s= df_parametrosR['P/S']
df_parametrosR['n'] = evalua_polinomio(polinomio,p_s*6)
df_parametrosR['Pr']=((1-df_parametrosR['n'])*(df_parametrosR['Potencia activa']))/3 #Se utiliza potencia monofásica
df_parametrosR['R']=(df_parametrosR['Pr'])/(df_parametrosR['Intensidad']**2)

```

Figura 26: Segunda parte del bucle *for* donde se calcula el valor de R.

```

for Linea in Lineas:
    df_perdidas[Linea.loc_name] = df_temp[Linea.loc_name]['m:P:bus1'] + df_temp[Linea.loc_name]['m:P:bus2']
    for Trafo in Trafos:
        df_perdidas[Trafo.loc_name]=df_temp[Trafo.loc_name]['m:P:bushv']+df_temp[Trafo.loc_name]['m:P:buslv']
    for Resistencia in Resistencias:
        df_perdidas['Inversor ' + Resistencia.loc_name[12:]] = df_temp['Nodo ' + Resistencia.loc_name[12:]]['m:Pgen']+df_temp[Resistencia.loc_name]['m:P:bus2']

df_perdidas['Total Lineas'] = 0
df_perdidas['Total Inversores'] = 0
df_perdidas['Total Trafos'] = 0
for Linea in Lineas:
    df_perdidas['Total Lineas'] = df_perdidas['Total Lineas'] + df_perdidas[Linea.loc_name]
for Trafo in Trafos:
    df_perdidas['Total Trafos'] = df_perdidas['Total Trafos'] + df_perdidas[Trafo.loc_name]
for Resistencia in Resistencias:
    df_perdidas['Total Inversores'] = df_perdidas['Total Inversores'] + df_perdidas['Inversor ' + Resistencia.loc_name[12:]]

df_perdidas['Total'] = df_perdidas['Total Lineas'] + df_perdidas['Total Inversores'] + df_perdidas['Total Trafos']

```

Figura 27: Parte final del bucle *for* donde se calculan todas las pérdidas.

Para acabar, el quinto *script* denominado *Mapeo Resultados Alternativas 1 y 2* es el encargado de representar gráficamente las variables más representativas para cada caso, donde importando los csv obtenidos de las distintas simulaciones se grafican los resultados obtenidos para sacar conclusiones.

4.4. Modelo del parque

Se ha modelado un parque de 50 MW fotovoltaicos. El parque se divide en tres zonas de tensión; baja tensión, media tensión y alta tensión (BT, MT y AT). En la figura 28 se puede apreciar la estructura del parque.

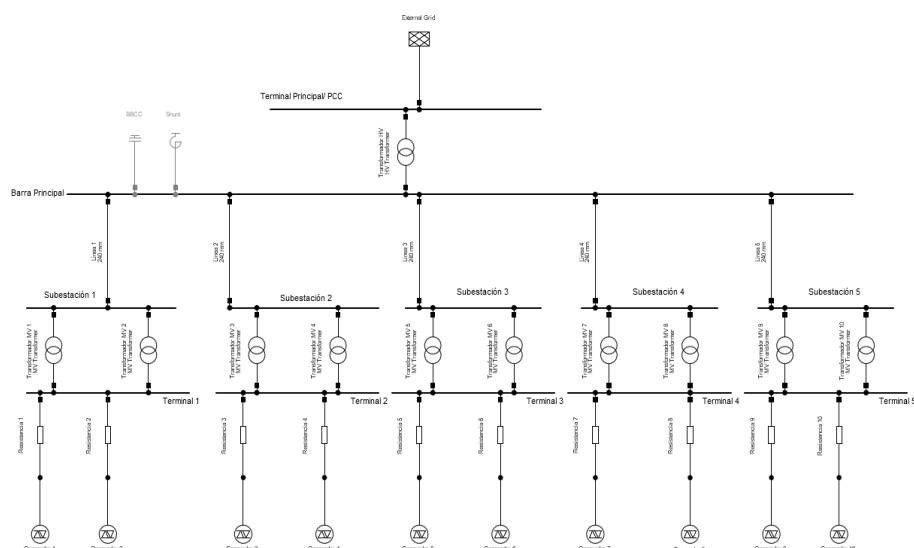


Figura 28: Modelo del parque fotovoltaico con PowerFactory

La zona de baja tensión, la zona de generación, se encuentra a una tensión de 690 V. Aquí se han insertado los *Static Generator* los cuales incluyen el modelo del generador fotovoltaico, así como el propio inversor. Se le ha asignado un valor de 6 MVA y los valores del flujo de cargas (Load Flow) se han establecido en 0, para que sean los controladores los que controlen en todo momento el comportamiento de estos generadores. En cuanto a la curva de capacidad de los inversores, se puede apreciar en la figura 29.

Este elemento no se conecta directamente al transformador de media tensión, sino que previamente se le conecta una resistencia en serie. Esta resistencia será la encargada de dar cuenta de las pérdidas del inversor como hemos visto en el desglose del *script* en el apartado *Herramienta de análisis*.

Pasando a la zona de media tensión, tenemos un transformador por cada *Static Generator*, cuyas características están descritas en la figura 30, y seguidamente se tienen las líneas de media tensión. Estas líneas son de 5 km cada una y los parámetros eléctricos de los cables están resumidos en la figura 31.

Estas líneas se conectan a la barra principal del parque, que es donde se conectarán posteriormente los equipos de compensación de potencia reactiva.

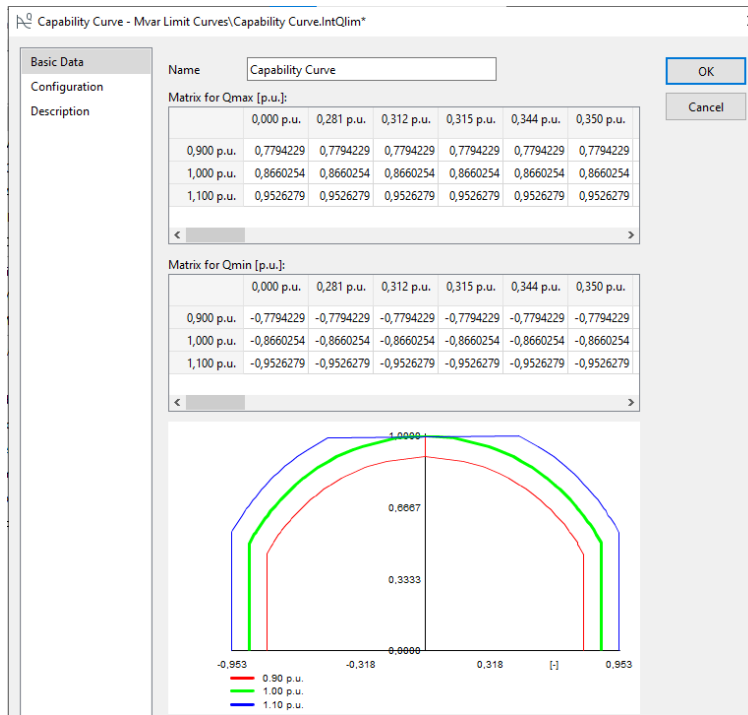


Figura 29: Curva capacidad del inversor implícito en el *Static Generator*.

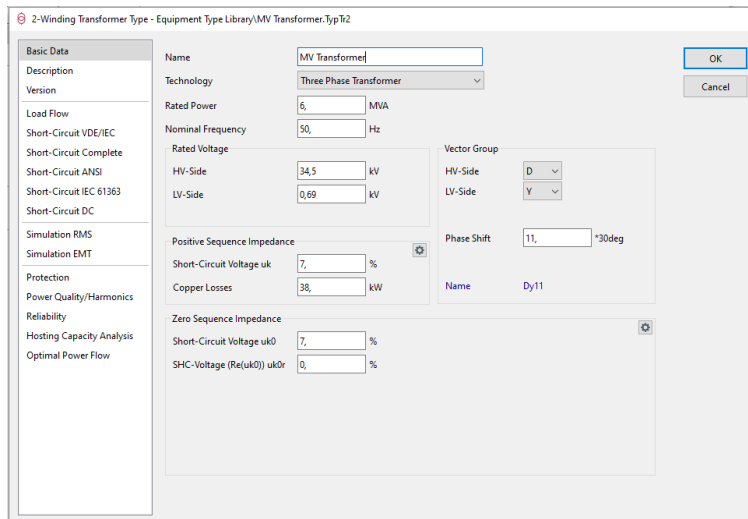


Figura 30: Características del transformador de media tensión

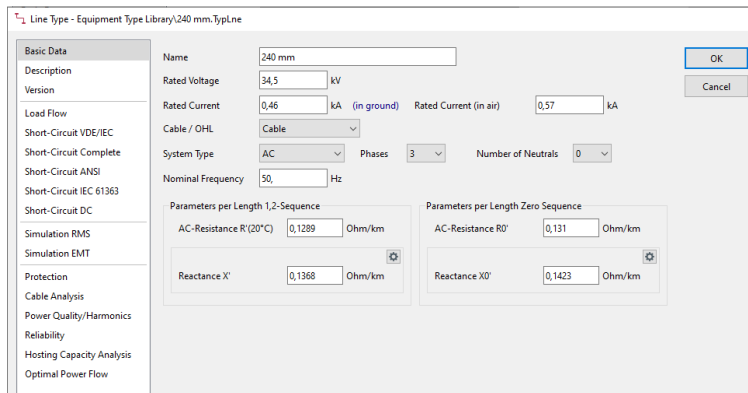


Figura 31: Características eléctricas del cable de media tensión.

Por último, en la zona de alta tensión, está el transformador de alta que conecta directamente con el punto de conexión común (PCC) desde donde luego se verterá a la red la energía generada. Las características de este elemento están resumidas en la figura 32.

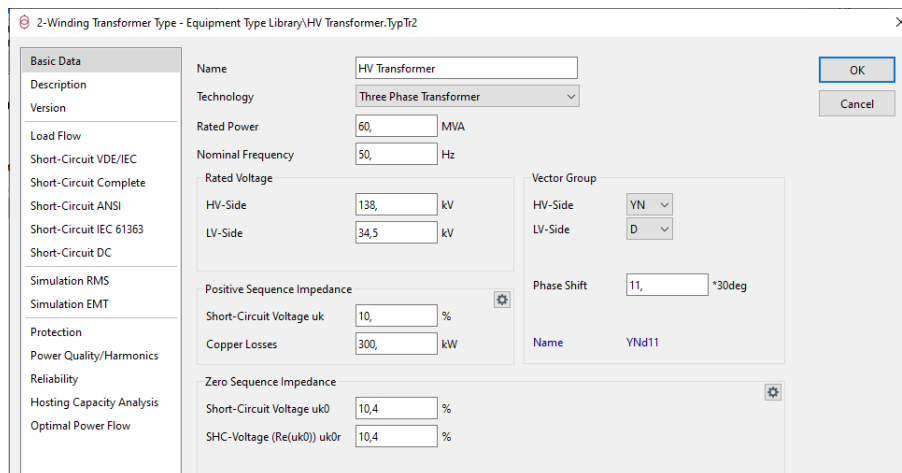


Figura 32: Características del transformador de alta tensión

En esta zona es desde donde se regulan también todos los controladores.

El primero, denominado *P-f Controller*, es el que controla la potencia activa entregada en el PCC manteniendo la frecuencia de la red estable. Se le establece un valor de potencia referencia, y se encarga de dividir la potencia necesaria entre los generadores disponibles. Se debe definir una frontera de actuación, en este caso todo el parque. Las características de este elemento se resumen en la figura 33.

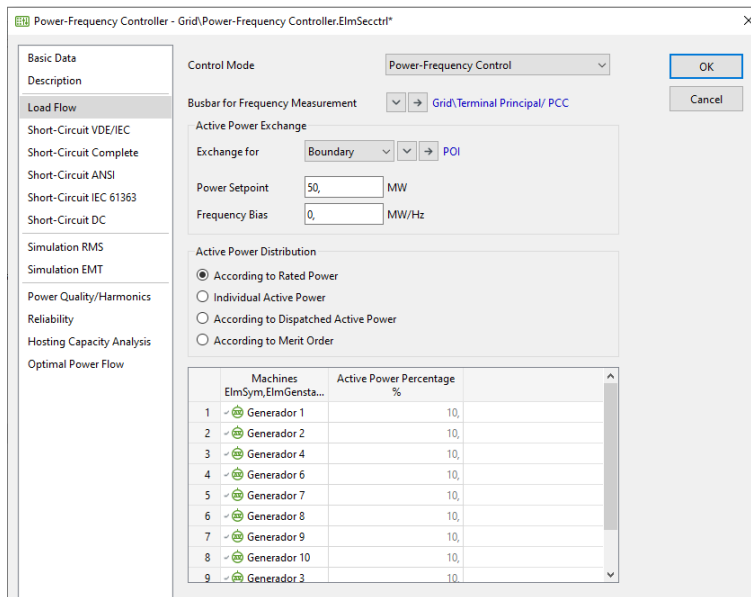


Figura 33: Características del *PowerFrequency controller*.

El segundo, *Station Controller*, será el responsable de solicitar en el PCC la potencia reactiva necesaria para la correcta inyección de la energía generada. También tiene la opción de cambiar el modo de control, pudiendo elegir entre controlador de tensión, controlador del factor de potencia o incluso controlador de la tangente de ϕ . Es necesario establecer una frontera de actuación también, y se encargará de dividir la potencia referencia entre todos los controladores y equipos de compensación. En la figura 34 se puede ver el modo de control seleccionado.

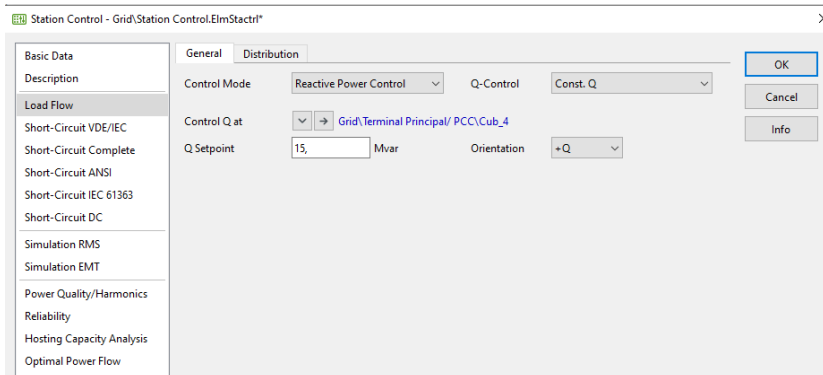


Figura 34: Características del *Station Controller*.

En el cuadro 1 se reúnen los elementos del sistema que componen la topología de parque descrita.

Cuadro 1: Elementos sistema.

Elemento	S (MVA)	Cantidad	Voltaje (kV)
Generador FV	6	10	0,69
Transformador HV	60	1	138/34,5
Transformador MV	6	10	34,5/0,69
Líneas 240 mm	-	5	34,5
Station Control	-	1	-
P-f Controller	-	1	-

El parque se ha dimensionado en base a los 50 MW que se quieren inyectar a la red eléctrica. Como se ha comentado en el apartado *Requerimiento de Potencia Reactiva*, los requerimiento de potencia reactiva exigen al parque un aporte de potencia reactiva de 0,15 p.u en la relación Q/Pmax. Esto se traduce en 15 MVar (capacitivos e inductivos) que tendrá que entregar el parque en el PCC. La parte inductiva no suele dar problemas en este tipo de instalaciones.

Realizando un flujo de cargas para que el parque entregue los 50 MW y la máxima potencia reactiva capacitiva posible, estableciendo el punto de referencia del *Station Controller* en 100 MVar, vemos que la alternativa 1, la cual simboliza la alternativa de los *inversores puros*, es capaz de llegar sin problemas a este requerimiento como vemos en la figura 35, con un valor máximo de 22,792 MVar capacitivos.

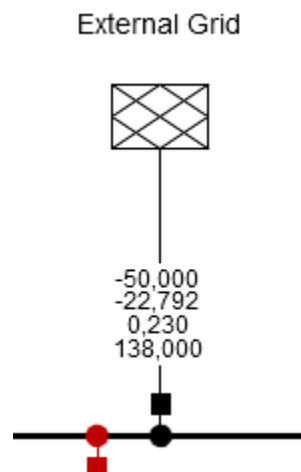


Figura 35: Aporte máximo de reactiva en el PCC para la alternativa 1.

Para representar la alternativa con los equipos de compensación de potencia reactiva pasivos, se ha creado una variación del sistema donde se le ha reducido el valor de la potencia aparente a todos los *Static Generators*, pasando a tener un valor de 5'5 MVA, y se le conectan los equipos de compensación pasivos en el lado de media tensión del circuito.

De forma similar, realizamos un flujo de cargas para visualizar el cumplimiento del requisito de aporte de potencia reactiva en el PCC, exigiéndole el aporte máximo de potencia reactiva. Como se puede ver en la figura 36, el valor máximo de potencia reactiva es 13,178 MVar capacitivos.

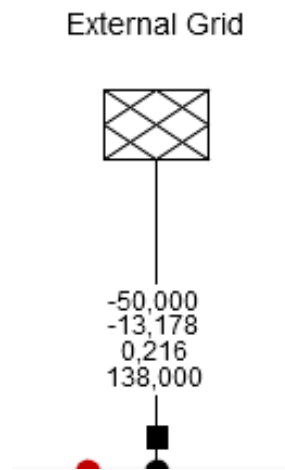


Figura 36: Aporte máximo de reactiva en el PCC alternativa 2.

Por ello, será necesario la utilización de equipos de compensación reactiva para dar cumplimiento al requisito mencionado. Las características de estos equipos se detallan en el apartado *Alternativas a comparar*.

4.4.1. Modelado de las pérdidas

Una vez analizado el modelo en detalle, pasaremos a ver como se han modelado las pérdidas. Los elementos más básicos, como las líneas o los transformadores, cuentan con variables del propio software que dan cuenta de las pérdidas producidas en los mismo. Además, como se ha visto en el *Script Simular Caso 1*, se han recogido las variables de entrada y salida de cada elemento para comprobar las pérdidas producidas por estos elementos uno a uno, y poder así recoger los datos y manejarlos con el Python de manera sencilla.

En cambio, las pérdidas de los inversores no están modeladas en el elemento *Static Generator* de PowerFactory, siendo estas de vital importancia para nuestro estudio. Por ello, se han modelado utilizando una resistencia externa variable cuyo valor óhmico se ajusta de forma tal que dan cuenta de una curva de eficiencia paramétrica.

Esa curva de eficiencia se ve representada en la gráfica de la figura 37, siendo el eje X la relación de potencia DC entre la potencia aparente y el eje Y la eficiencia del inversor. Esta curva es particular de cada inversor, y por eso se comentaba previamente que es un parámetro que se puede cambiar en la herramienta de análisis modular de cara a realizar este estudio con otro tipo o marca de inversor.

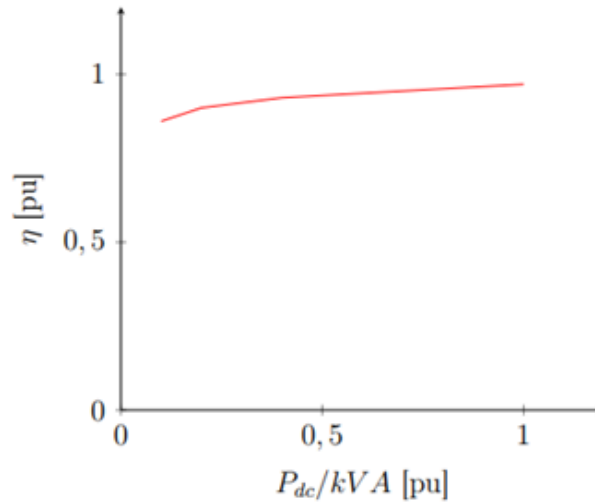


Figura 37: Curva eficiencia del inversor [2].

La gráfica 37 establece indirectamente una relación entre la potencia reactiva aportada por el inversor con su eficiencia, siendo el rendimiento del inversor menor cuanto mayor sea el aporte de la potencia reactiva. Como se ha visto en el *Script Simular Caso 1*, se parametriza esa curva mediante un polinomio de grado 3, donde a partir del punto de operación (potencia activa y potencia reactiva) se obtienen las variables necesarias para el cálculo de la eficiencia. La siguiente ecuación muestra la parametrización de la curva de eficiencia del inversor de la gráfica 37.

$$n = 0,2754 \cdot X^3 - 0,6051 \cdot X^2 + 0,4808 \cdot X + 0,8205 \quad (1)$$

Por último, una vez recogidos los valores de las pérdidas de todos los elementos descritos, se exportan a un archivo csv y con la ayuda del *script Mapeo Resultados Alternativas 1 y 2*, se grafican estos valores.

4.4.2. Alternativas a comparar

Antes de continuar con el caso de estudio, se procederá a explicar las dos alternativas más en detalle.

La primera alternativa que se estudiará es la cual realiza la compensación de la potencia reactiva por medio de inversores puros. Esta es la manera típica que tienen los diseñadores de las plantas fotovoltaicas de hoy en día de solventar el problema de los requerimientos reactivos. Esta alternativa se denominará de ahora en adelante como **Inversores puros**.

Es una manera efectiva pero no eficiente de solventar el problema, puesto que cumple con el requerimiento pero acarrea pérdidas en el interior del parque por las corrientes adicionales que transporta, además de obligar a los inversores a trabajar en puntos de operación con un factor de potencia bajo, perjudicando severamente a la vida útil de estos.

La segunda alternativa a estudiar es la solución con equipos pasivos de compensación de potencia reactiva, la cual se denominará de aquí en adelante como **Banco de condensadores** a pesar de tener una reactancia *Shunt* en la solución implícita. Como se ha visto, en esta alternativa los *Static Generators* serán de 5'5 MVA.

Para el dimensionamiento de los equipos de compensación se deberá realizar un estudio de capacidad de reactiva del parque con esta nueva variación, y ver cuanta potencia reactiva es necesaria para cumplir con los códigos de red.

Para ello se utiliza el concepto de curva natural del parque. La curva natural del parque, la cual se puede apreciar en la figura 38, es una curva de carácter inductivo debido a la energía reactiva que absorben los elementos de la instalación. Esta curva representa el comportamiento natural de un parque sin control de reactiva, que se obtiene requiriendo a los inversores a no aportar potencia reactiva.

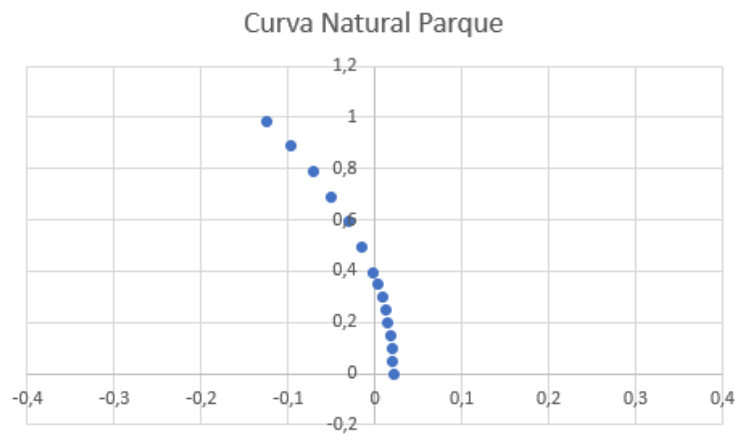


Figura 38: Curva Natural del modelo en p.u.

Entrando en detalle en la curva, se puede observar como para la potencia activa de 1 p.u. (50 MW), representada en el eje Y, se tiene un déficit de potencia reactiva de -0,12 p.u., lo que es equivalente a 6,2 MVar. Por otro lado, para la potencia activa 0 p.u. se tiene una diferencia de 0,02 p.u., lo que se traduce a 1 MVar de potencia reactiva capacitiva.

De esta manera se han obtenido los valores de los equipos de compensación, siendo necesario escoger valores ligeramente superiores por motivos de seguridad. Estos valores serán 6'5 MVar para el banco de condensadores y 1'5 MVar para la reactancia *Shunt*. En la figura 39 se pueden ver las características del banco de condensadores.

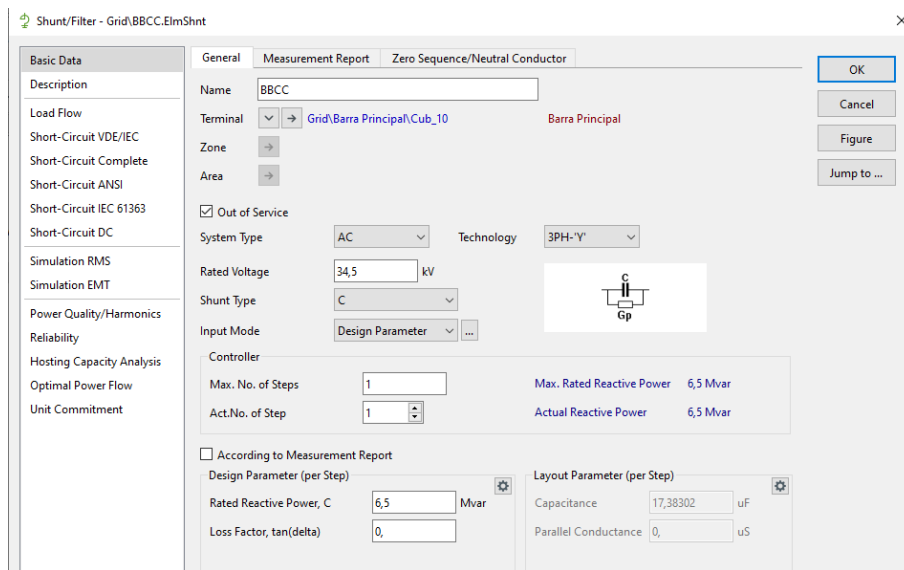


Figura 39: Características del banco de condensadores.

El banco consta de un solo paso, lo que quiere decir que una vez se conecta aporta directamente los 6,5 MVar. Normalmente, este tipo de soluciones vienen dadas por un grupos de 3 pasos, para suavizar el control de la reactiva, pero en este caso se optó por uno solo por simplificar el análisis y las simulaciones. Se conecta a la barra principal de media tensión de 34,5 kV y se le ha asignado un valor de tangente delta nulo, para cuantificar las pérdidas de manera externa con un valor constante de 0,2 W/kVar durante el tiempo que éste esté conectado.

Pasando a la reactancia *Shunt*, sus características están descritas en la figura 40. Al igual que el banco de condensadores es un elemento de un solo paso, y sirve principalmente para cubrir esa demanda nocturna de potencia reactiva capacitiva causada por la componente capacitiva de los cables subterráneos.

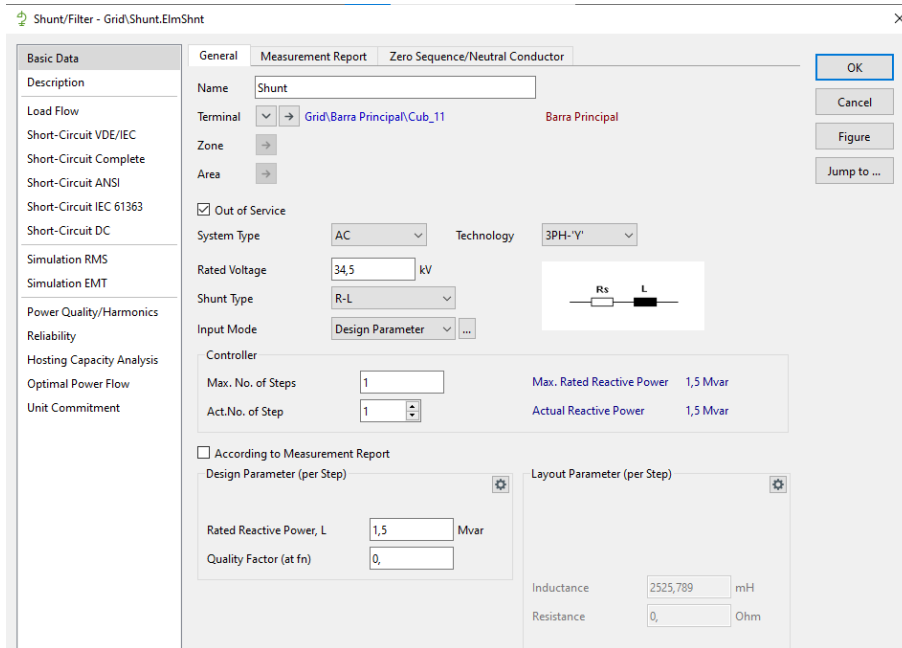


Figura 40: Características de la reactancia *shunt*.

Una vez se tienen las dos alternativas, (1) *Inversores puros* y (2) *Banco de condensadores*, se procederá a cuantificar la eficiencia de cada una de ellas para los diferentes escenarios de generación.

4.5. Caso de Estudio

Aprovechando la modularidad de la herramienta de análisis creada, se van a plantear 3 casos de estudio diferentes, donde se requerirá al parque a trabajar en diferentes puntos de operación.

En los tres casos de estudio se mantiene invariante la generación de potencia activa 'P', la cual se ha definido proporcional a los datos de irradiancia de un año meteorológico típico (TMY) correspondiente a Ciudad Real. Estos valores de la irradiancia han sido obtenidos de la base de datos de PVGIS [24], donde insertando las coordenadas de la ubicación se obtienen los datos de la irradiación directa y difusa para cada hora del año.

La resolución del análisis es también horaria, obteniendo así 8640 puntos de operación. En el cuadro 2 se reflejan los casos a estudiar.

Cuadro 2: Casos de estudio.

Casos	Descripción
1	Amplio rango de entrega de potencia reactiva
2	Factor de potencia unitario
3	Curva natural corregida

El caso 1, supone que el parque participa activamente en el control de tensión del punto de la red donde se encuentra conectado, y para dar cuenta de ello los puntos de operación de potencia reactiva han sido distribuidos aleatoriamente en todo el rango de potencia reactiva impuesto por el código de red, como se ha visto en el apartado *Requerimiento de Potencia Reactiva*.

El caso 2, menos exigente, obliga a que el parque opere con factor de potencia unitario, lo que viene a decir que en el PCC no habrá intercambio de potencia reactiva.

Finalmente, el caso 3, aun menos exigente, considera que los inversores no inyectan potencia reactiva y los elementos pasivos solo se utilizan para compensar el consumo o generación de potencia reactiva natural del parque. Este caso 3 es el comportamiento típico de los parques fotovoltaicos de la actualidad y será el caso referencia para la obtención de conclusiones.

4.5.1. Caso 1

En este primer caso lo que se buscaba era una primera toma de contacto con la utilización de la herramienta modular. Como se ha comentado, se escogió una ubicación concreta, Ciudad Real, y con los datos de irradiación anual (por horas), se asoció la máxima irradiancia con 1 p.u. de potencia activa en el PCC. De esta manera se ajustan linealmente los valores de irradiancia a los valores de P a lo largo del año.

Con esos valores de P y con la ayuda del *script Generación de números aleatorios* se obtienen valores de Q aleatoriamente, todos ellos respetando los límites del requerimiento de la NTS para cada P.

De esta manera se recogen todos los datos en un excel a modo de input, 8640 puntos de operación diferentes, y se crea una nube de puntos, la cual se puede apreciar en la figura 41.

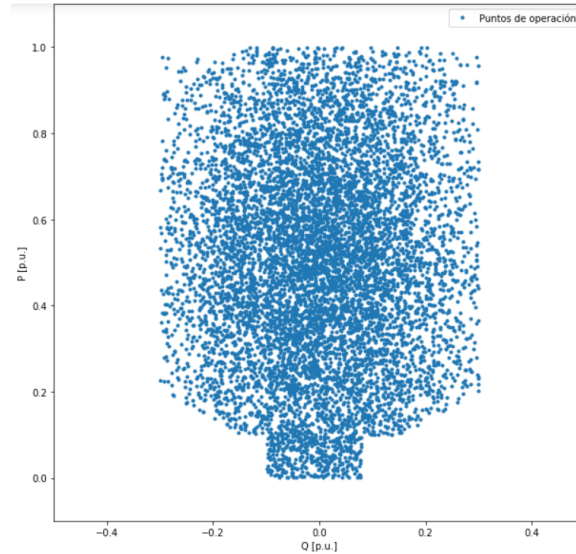


Figura 41: Puntos de operación en base al TMY

Con todos esos puntos de operación distribuidos en todo el rango de la curva PQ, se irán variando los valores de los controladores, tanto del *P-f Controller* como del *Station Controller*, para solicitar al parque en el punto PCC que trabaje en esos puntos de operación.

Se utiliza la curva de eficiencia del inversor descrita en el apartado *Modelado de las pérdidas*.

Para la primera alternativa donde los inversores puros son los encargados de cumplir con los códigos de red, no se establece ningún criterio de control. En cambio para la segunda alternativa, donde entran en juego los equipos de compensación de potencia reactiva pasivos, se deberá indicar la filosofía de control elegida. Esta filosofía está marcada por la necesidad de ciertos puntos de operación, los más alejados del eje central, de conectar los bancos para cumplir con los requisitos. De la misma manera, la conexión de los bancos, así como de las reactancias *Shunt*, ayudan a reducir el nivel de demanda por parte del inversor en muchos puntos de operación.

Si tomamos como referencia la curva PQ, siendo 1 p.u los 50 MW totales del parque, la filosofía de control será la siguiente para la alternativa 2:

- Si $P > 0,1$ p.u & $Q > 0,15$ p.u: Se conectará el banco de condensadores.
- Si $P < 0,1$ p.u & $Q < -0,02$ p.u: Se conectará la reactancia *Shunt*.
- Si $P > 0,2$ p.u & $Q < -0,15$ p.u: Se conectará la reactancia *Shunt*.

De esta manera, cuando la potencia reactiva demandada en el PCC supere los 15 MVar capacitivos, independientemente del valor de la potencia activa se conectarán los bancos.

Por otro lado, las reactancias Shunt se conectan para solventar los posibles problemas nocturnos, además de cuando la potencia reactiva inductiva solicitada supere los 15 MVar inductivos.

Una vez todo todos los parámetros están establecidos se procede a simular el *Script Simular Caso 1* y se recogen todos los datos para la primera alternativa. Acto seguido se activa la variación del sistema y se repite la simulación con la filosofía mencionada. Como resultado, tenemos dos excels, uno para cada alternativa, con la información de 8640 puntos y las variables mencionadas en el apartado *Herramienta de análisis*.

4.5.2. Caso 2

En este segundo caso se va a simular una curva PQ neutra (factor de potencia unitario) en el PCC, en la que el parque entregará, para cada uno de los 8640 puntos de operación, la potencia activa correspondiente, y potencia reactiva nula en el PCC.

Esto obligará al parque a compensar toda la potencia reactiva consumida por sus componentes internos. En el caso de la alternativa 1, los inversores compensarán toda la potencia reactiva interna consumida, y en la alternativa 2, solamente lo que queda sin compensar luego de la conexión de los elementos pasivos.

La topología del parque no se varía, manteniendo también la curva de eficiencia del inversor. Esta vez, para la filosofía de control, sólo se tendrá en cuenta el parámetro 'potencia activa' para la activación y desactivación de los equipos de compensación, puesto que no dispondremos de la variable potencia reactiva. Al igual que antes, la filosofía está expresada en p.u, siendo 1 p.u los 50 MW del parque:

- Si $P > 0,8$ p.u: Se conecta el banco de condensadores.
- Si $P < 0,2$ p.u: Se conecta la reactancia *Shunt*.

En el PCC vamos a obtener todos los puntos de operación sobre el eje Y, siendo igual para ambas alternativas. Es por eso que las variables que habrá que analizar una vez se obtengan los resultados es la de 'Potencia activa aportada por el inversor'. De esta manera se verá claramente el aporte de los inversores cuando la filosofía de control activa o desactiva los equipos de compensación. Al igual que antes, se realiza la simulación dos veces, una para cada alternativa, y se recogen los resultados en excels diferentes.

4.5.3. Caso 3

Por último, en este caso 3, los inversores trabajan sólo entregando potencia activa, y por lo tanto el consumo de potencia reactiva es el de los elementos internos del parque (Curva natural), que varía en función de la potencia activa generada.

En la alternativa inversores puros no se compensa este comportamiento, puesto que prescinden de equipos de compensación pasiva y simplemente se encargan de aportar la máxima potencia activa que pueden.

En la alternativa banco de condensadores, se aprovecha la presencia de los elementos pasivos para disminuir la potencia reactiva absorbida de la red y contribuir a la calidad de la energía del sistema, además de ayudar a los inversores a presentar un mayor coeficiente de utilización.

Se recogen los datos de las simulaciones al igual que antes y se procede a analizar los resultados y sacar conclusiones.

Este caso es el menos exigente de todos, siendo el más interesante de todos ellos puesto que es la manera en la que se comportan la gran mayoría de los parques fotovoltaicos en la actualidad.

Esto hace referencia a como operan los parques en realidad, ya que en base a las medidas reales de parques fotovoltaicos consultadas desde Artech, la empresa colaborada con este trabajo fin de máster, ningún parque trabaja entorno a los requisitos. Todas trabajan entregando potencia activa sin compensar la reactiva.

5. Resultados

En este apartado, con los resultados obtenido de los tres casos de estudio, se procederá a comparar las dos alternativas con las variables más representativas. Para ello se graficarán los resultados obtenidos en la curva PQ, siendo el color de las gráficas la variable 'Pérdidas del parque' en MWh. Se comentarán los resultados obtenidos para cada caso por separado y se sacarán unas conclusiones generales.

5.1. Análisis de pérdidas

En cada caso de estudio se han registrado las siguientes variables: Potencia activa P y potencia reactiva Q, ambas en el PCC, pérdidas para cada línea, transformador e inversor, potencia reactiva Q aportada por cada inversor, sumatoria de todas las pérdidas para cada punto de operación, así como cuando se conectan/desconectan cada equipo de compensación pasiva.

Con estas variables recogidas en excels por separado, se procede a graficar los puntos de operación con sus respectivas pérdidas. Cada punto de operación está representado en la gráfica como un punto de coordenadas 'Q' (en el eje horizontal) y 'P' (en el eje vertical). Las pérdidas totales del parque en MWh se representando usando una escala de colores, cuya escala se muestra al costado de cada gráfica.

Pasando a la gráfica, a la izquierda se muestran los resultados para la alternativa (1) y a la derecha para la alternativa (2), permitiendo comparar rápidamente las pérdidas en cada caso.

En la figura 42 se muestran los resultados para el caso 1. Se puede apreciar como, en la alternativa 2, el color rojo deja de tener tanta presencia, simbolizando una reducción en las pérdidas totales, así como un pequeño desfase de los colores de manera ascendente, lo que representa puntos de operación más eficientes en todo el rango de operación.

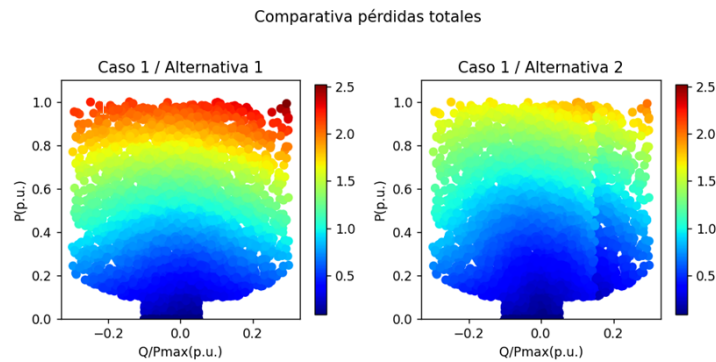


Figura 42: Comparativa de las pérdidas totales del parque en MWh para el Caso 1 y ambas alternativas.

Esto se debe a la ayuda de los bancos de condensadores en liberar parte de la carga a los inversores, mejorando de esta manera su factor de potencia y disminuyendo las pérdidas en estos puntos de operación. En el lado derecho del gráfico se puede apreciar el efecto de este, donde se ve una especie de línea discontinua entre colores.

Además, se puede apreciar como la zona azul oscura tiene mayor área en esta segunda alternativa debido principalmente a la reducción de la potencia aparente de los inversores entre alternativas, pasando de 6 MVA a 5,5 MVA. Esto supone una reducción en las pérdidas ocasionado por el cambio topológico, sin tener en cuenta la inserción de equipos de compensación.

Para este primer caso, las pérdidas correspondientes a la alternativa 1 ascienden a 4280 MWh anuales, mientras que para la alternativa 2 se tienen 3447 MWh. Esto nos deja una diferencia en las pérdidas anuales de 833 MWh anuales, lo que supone una reducción en las pérdidas del orden del 20%. Este porcentaje nos da una primera idea del ahorro conseguido con esta solución de compensación de reactiva.

Continuando con el segundo caso, donde se le requería al parque entregar factor de potencia unitario en el PCC, no se puede verificar de manera visual la mejora obtenida, debido a que la gráfica obtenida para ambas alternativas es idéntica, una recta sobre el eje Y, a excepción de los colores que varían ligeramente.

Por ello se opta por graficar el aporte de reactiva de los inversores, que varía de manera más significativa según la alternativa correspondiente. En la figura 43 se pueden ver las pérdidas totales para el Caso 2 en función del punto de operación de cada inversor ('Q inv').

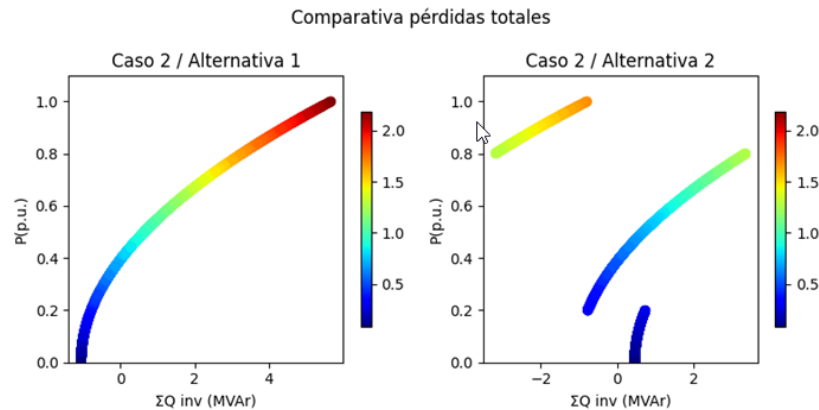


Figura 43: Comparativa de las pérdidas totales en MWh en función de la Q aportada por la sumatoria de inversores para el Caso 2 y ambas alternativas.

Analizando la alternativa 1 de la gráfica 43 en detalle, se puede ver la correlación entre las pérdidas totales y la potencia reactiva aportada por el inversor. Esta potencia reactiva capacitiva sirve para compensar la potencia reactiva inductiva consumida por los elementos pasivos en el interior del parque. Como se aprecia, cuanto más potencia activa se inyecta, mayor es la cantidad de potencia reactiva a compensar, llegando a alcanzar valores de 5,65 MVar capacitivos.

En contrapartida, la alternativa 2 presenta un aspecto algo diferente. Si se observa en detalle, los puntos de inflexión de esta gráfica son para $P=0,2$ Y $P=0,8$, los cuales coinciden precisamente con el instante donde el control de reactiva ordena conectar los equipos de compensación correspondientes. De esta manera tenemos una curva con 3 regiones.

En la región más baja, el aporte de potencia reactiva inductiva por parte de la reactancia *shunt* hace que los inversores absorban menos potencia reactiva, y en la región más alta, de manera similar, la conexión del banco de condensadores permite que la inyección de potencia reactiva sea menor.

Esto se traduce en una reducción de las pérdidas totales en dichos puntos, pasando de tener unas pérdidas totales de 4003 MWh anuales para la alternativa 1, a 3146 MWh anuales en la alternativa 2, suponiendo una diferencia de 857 MWh y permitiendo a los inversores aportar como máximo un total de 3,35 MVar, un 45 % menos que para la primera alternativa.

Si comparamos la diferencia entre alternativas con el total de la alternativa 1, supone una reducción del 21 %, yendo de la mano con el ahorro obtenido en el caso 1.

Finalmente, para el caso 3, donde se pretenden obtener las conclusiones que más se asemejan a la realidad simulando el comportamiento natural de un parque sin compensación de reactiva, se vuelven a representar las pérdidas totales en función de la potencia reactiva consumida por el parque en el PCC. En la figura 44 se puede apreciar la comparación de las gráficas para ambas alternativas.

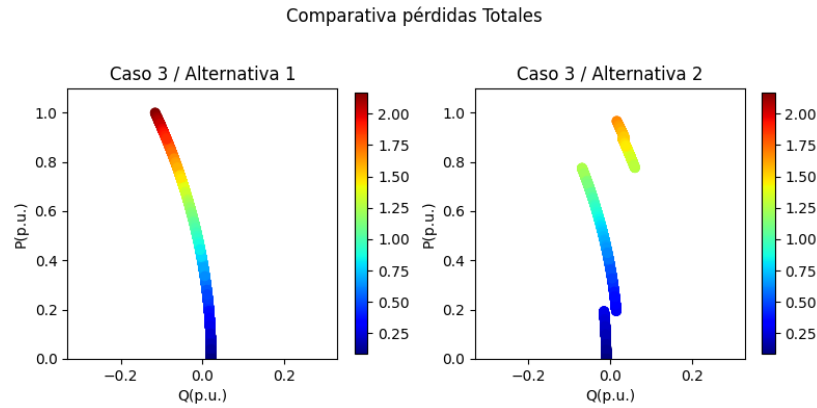


Figura 44: Comparativa de las pérdidas totales en MWh del Caso 3 - Curva PQ

La primera alternativa corresponde a la curva natural del parque. En esta gráfica se puede ver cómo cuanto más potencia activa se demanda en el PCC, más potencia reactiva inductiva consumen los equipos internos, aumentando de esta manera las pérdidas en los puntos más cercanos a 1 p.u.

La gráfica de la alternativa 2 muestra la misma curva bajo la actuación de los equipos de compensación, actuando en los puntos de inflexión de $P=0,2$ y $P=0,8$. De esta manera queda una gráfica dividida en tres zonas, donde los puntos cercanos a 1 p.u quedan completamente compensados, es decir, que aportan 0 MVar de potencia reactiva, y los puntos con menos potencia activa también quedan mejor parados gracias a la reactancia *shunt*. Se puede apreciar una mejora en el factor de potencia del parque, representando un mayor coeficiente de utilización, y por consiguiente haciendo que se obtengan menores pérdidas.

En este tercer caso, las pérdidas para la alternativa 1 ascienden a 3979 MWh anuales mientras que para la alternativa 2 ascienden 3125 MWh, obteniendo así una diferencia de 854 MWh, un 21,46 %.

Para darle un valor añadido al análisis, se procede a graficar las pérdidas en el inversor, transformador y líneas por separados. De esta manera se podrá identificar qué elemento es el que presenta más pérdidas para cada caso. En la figura 45 se pueden apreciar las pérdidas por elemento para ambas alternativas del Caso 1, que es el caso donde se puede visualizar de manera más clara los resultados obtenidos.

La figura 45 está comprendida por tres gráficas, las tres tienen la misma escala de colores para que la comparación sea justa. Como se puede ver, las pérdidas se deben principalmente al inversor, ya que las líneas y transformadores no presentan una diferencia notoria entre alternativas. El color de estos dos últimos elementos es bastante homogéneo, principalmente debido a la diferencia de pérdidas respecto al inversor. Para visualizar mejor la diferencia habría que comparar las alternativas con la misma escala.

Comparativa pérdidas por elemento

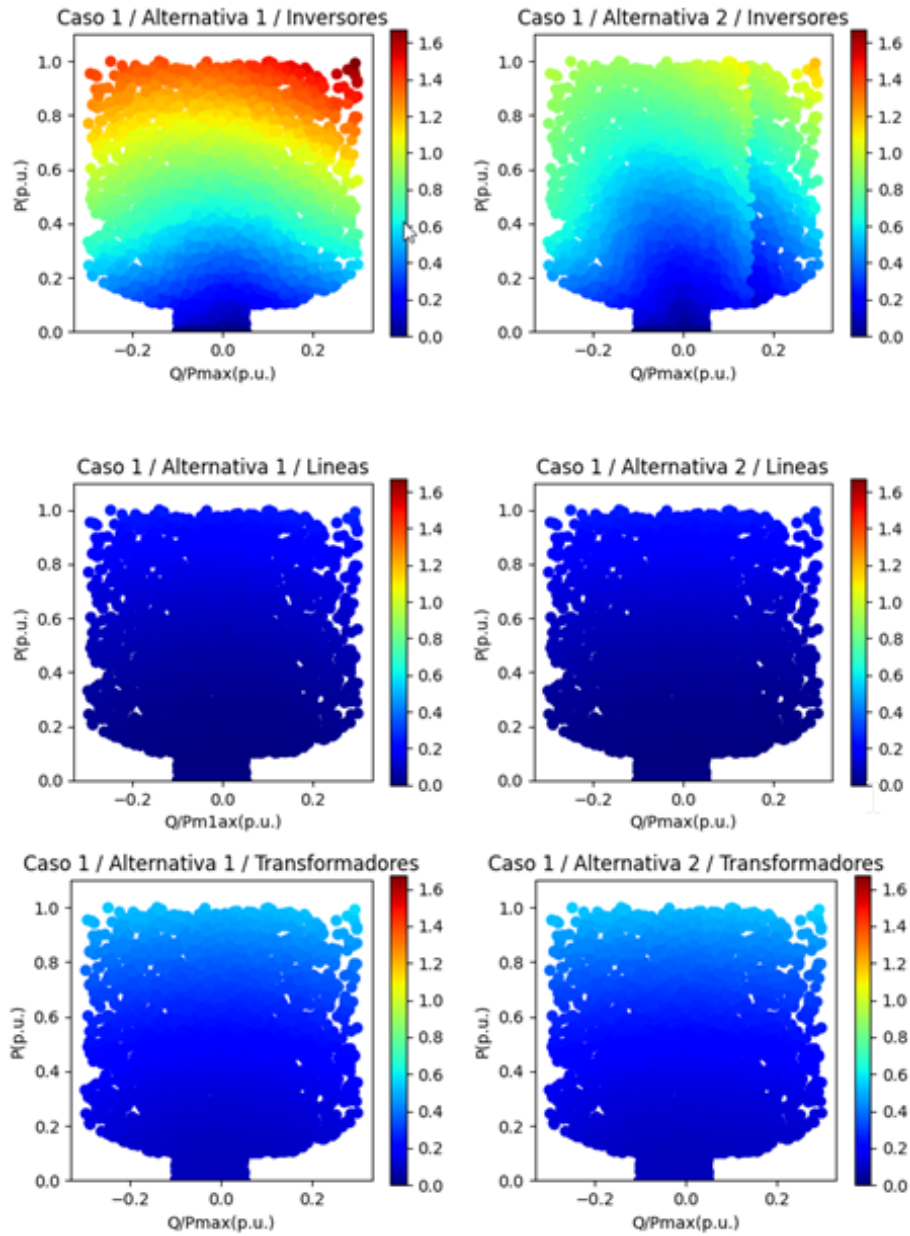


Figura 45: Pérdidas por elementos en MWh para el Caso 1.

Aun así, de cara a sacar conclusiones tangibles, se procederá a cuantificar estas pérdidas. Se han recogido en la tabla 3 las pérdidas presentes en estos elementos para cada uno de los casos y alternativas. Se presenta el desglose de las pérdidas, así como la diferencia que existe entre alternativas

Cuadro 3: Pérdidas por elementos del sistema (MWh)

Elemento	Caso1		Caso 2		Caso 3	
	1	2	1	2	1	2
Inversores	2724	1892	2502	1628,5	2471,5	1606
Transformadores	1263,8	1265	1230	1239	1234,3	1241
Líneas	292	289,5	271	277,5	273,3	277,7
Totales	4280	3447	4003	3146	3979,2	3124,8
Diferencia	832,9		857,3		854,4	

Analizando la tabla 3, se puede ver como los inversores representan más de la mitad de las pérdidas, siendo el caso 2 el que mayor diferencia presenta. La ayuda de los equipos de compensación a los inversores se ve reflejada en la reducción de las pérdidas en estos, suponiendo una reducción de casi un 35 % para el caso 2.

Independientemente del caso estudiado, se puede ver como en todos ellos la mejora en la eficiencia operativa del parque es significativa, ahorrándose de media más de 800 MWh anuales. Teniendo en cuenta que el parque a lo largo de un año produce más de 70 GWh, supone un 1,14 % de ahorro en pérdidas.

En cuanto a las pérdidas producidas por los elementos pasivos, se tiene un valor constante de 0,3 W/KVAr, por lo que con el banco de 6,5 MVar se tendrían unas pérdidas del orden de 1,95 kW. Suponiendo que este equipo de compensación esté activado un 40 % del tiempo a lo largo del año, supone unas pérdidas anuales totales de 6,74 MWh. Este valor, comparado con los 800 MWh anuales de diferencia, no es muy representativo además de no influir en la vida útil de estos equipos.

5.2. Análisis económico

Para poder realizar la comparación no solo a nivel eléctrico, sino a nivel económico, se asociará el precio del MWh al precio de la energía para este tipo de tecnología, de manera de cuantificar tanto el Capex como el Opex.

Según estudios realizados por el Instituto de Energía Solar [25], el precio de la energía fotovoltaica ha estado oscilando estos últimos 5 años entre 20 y 60 €/MWh. En Febrero de 2020 se vieron precios medio por debajo de los 20€/MWh, coincidiendo justamente con la pandemia. A partir de entonces el precio no ha hecho más que subir presentando valores actuales por encima de los 100 €/MWh. Para grandes plantas fotovoltaicas, se estima el precio en un rango de 40-70 €/MWh [26]. Para el estudio, se utilizará el límite inferior de este rango para ser más conservador.

Se ha escogido el Caso 3 para el análisis económico puesto que, como se ha comentado antes, es el caso que más se asemeja a la realidad actual de la operación de los parque de generación solar. Esto es debido a que los requisitos técnicos están estipulados en los códigos de red, pero luego a la hora de la verdad, cuando está operando el parque, no se les requiere que controlen dicha reactiva. Aun así, la diferencia entre los tres casos no ha sido tan significativa, por lo que cualquiera hubiera servido para el análisis.

En la tabla 4 se puede ver la comparación económica de ambas alternativas para el caso 3, donde se ha tenido en cuenta tanto la inversión inicial (Capex), como la diferencia operativa anual (Opex).

Los valores del Capex se han estimado en base a una relación de precio y potencia aparente [27]. Estas relaciones son 0,08 €/VA para la tecnología de los inversores, y 0,015€/VA para los equipos de compensación. De esta manera se puede hacer una estimación de los costes asociados al Capex, y ver la cuantía total del Opex en comparación. La cuantía del Opex, como se ha mencionado anteriormente, se calcula multiplicando el valor de las pérdidas totales de cada alternativa por 40€, que es el límite inferior del precio estimado para grandes plantas fotovoltaicas.

Cuadro 4: Análisis económico de los Casos (€)

	Capex (€)		Opex (€)	Total (€)
	Inversores	BBCC	Caso 3	-
Alternativa 1	4.800.000	-	158.888 €	4.958.889
Alternativa 2	4.400.000	97.500	124.992 €	4.622.492

Se ve como la alternativa con los equipos de compensación pasiva, además de presentar ventajas a nivel de eficiencia operativa y contribuir a la larga duración de los equipos, supone una menor inversión inicial. Por su parte, en cuanto al Opex, la diferencia en las pérdidas totales del parque supone un ahorro anual equivalente a 33.896 €.

Teniendo en cuenta que en este caso los equipos de compensación cuestan 97.500 €, con el ahorro que obtenemos en eficiencia operativa se podría amortizar este elemento en tan solo 3 años, siendo la vida útil del parque superior a los 20 años. Además, estos valores no tienen en cuenta las penalizaciones a las que se puede ver sometido el parque ante cualquier incumplimiento, e incluso los problemas que puede ocasionar el depender al 100 % de la electrónica de potencia para la compensación de potencia reactiva, como pueden ser la inserción de armónicos al sistema, provocando excesos de calentamiento, ruidos, vibraciones y problemas en las líneas de comunicación, siendo necesario la colocación de filtros armónicos.

6. Conclusiones

Para concluir con el presente trabajo fin de máster, se van a destacar los aspectos más relevantes.

La compensación de energía reactiva favorece la eficiencia energética, optimizando la generación de energía eléctrica, ayudando a reducir los costes de mantenimiento del parque y mejorando la calidad de la energía suministrada.

El bajo factor de potencia es causa de recargos y multas por no cumplimiento de los requerimientos de red, los cuales llegan a ser significativos cuando el factor de potencia es muy bajo. Además, un bajo factor de potencia limita la capacidad de los equipos, con el riesgo de ocasionar sobrecargas peligrosas y pérdidas excesivas.

En este proyecto se han comparado dos alternativas utilizadas actualmente por desarrolladores de parques de generación solar para dar cumplimiento al requerimiento de compensación reactiva estática impuesto por los códigos de red de España.

Se ha visto como la solución de compensación de potencia reactiva pasiva ayuda al inversor fotovoltaico a aliviar la cantidad de potencia reactiva que debe entregar mejorando de esta manera su factor de potencia, y reduciendo a su vez las pérdidas en cada punto de operación. Además, se verifica que tecnológicamente el control de potencia reactiva basado en compensación pasiva puede satisfacer los requisitos del Código de Red de la misma manera, colaborando con la mejora en la eficiencia operativa del parque.

En todos los casos analizados las pérdidas en los inversores son más significativas en comparación con las pérdidas generadas por los demás elementos del parque. Esto nos hace darnos cuenta del papel que desempeñan los inversores en el parque, y la necesidad de seleccionar los inversores de mayor calidad, puesto que más allá de representar gran parte del costo inicial del proyecto (Capex), van a marcar la diferencia a lo largo de la vida útil de la instalación.

En todos los casos se ha visto cómo las pérdidas totales disminuyen para los mismos puntos de operación de manera notoria para la segunda alternativa. Se puede concluir que el parque trabaja con un coeficiente de utilización mayor además de mejorar el factor de potencia de cada inversor.

En conclusión, se ha demostrado como la utilización de compensación reactiva pasiva (banco de condensadores y reactancias) no solo supone una menor inversión inicial (Capex), sino que también un ahorro anual considerable de casi 34.000€ (Opex) en el caso analizado. Comparando este valor con el coste de operación de la alternativa 1, 158.888 €, supone un ahorro de más de un 20% anual, lo que hará que a lo largo de la vida útil del parque genere un mayor retorno de la inversión que podría ser de interés para los promotores del proyecto.

Con la herramienta de análisis modular que se ha creado para la realización de este proyecto, se podrá estudiar este ahorro para diferentes topologías de parque. Además se podrán probar inversores de distintos fabricantes y simular cualquier tipo de comportamiento, por lo que se podrá extrapolar los resultados obtenidos a otro tipo de parques fotovoltaicos.

Referencias

- [1] [Online]. Available: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [2] P. Radatz, W. S. C. Rocha, M. Rylander, and J. Peppanen, “Openss pvsystem and invcontrol elementmodels,” *EPRI*, 2020.
- [3] M. Caballero, S. Lozano, and B. Ortega, “Efecto invernadero, calentamiento global y cambio climático: una perspectiva desde las ciencias de la tierra,” *Revista digital universitaria*, vol. 8, no. 10, pp. 1–12, 2007.
- [4] J. J. Garcia Rendon *et al.*, “Transición energética en españa e integración de fuentes de energías no convencionales,” 2019.
- [5] J. Santamarta, “Las energías renovables son el futuro,” *World Watch*, vol. 22, no. 3440.16, 2004.
- [6] P. Saldaña Mínguez *et al.*, “Impacto de las tecnologías de energías renovables en la uva para la descarbonización ambiental,” 2020.
- [7] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola, and M. Datta, “Reactive power management in renewable rich power grids: A review of grid-codes, renewable generators, support devices, control strategies and optimization algorithms,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41 458–41 489, 2018.
- [8] A. S. Stalin, S. B. M., R. R., V. A., and D. R. D., “Design and implementation of accurate reactive power compensator for renewable grid connected transmission system,” in *2015 International Conference on Industrial Instrumentation and Control (ICIC)*, 2015, pp. 1392–1397.
- [9] C. M. Soto Berindoague, “Efectos de requerimientos para centrales fotovoltaicas en la estabilidad de tensión del sistema interconectado del norte grande,” 2013.
- [10] L. Ruzafa Otón *et al.*, “La energía solar en la edificación: la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica,” 2009.
- [11] J. E. Alonso Trimiño, “Análisis de los parques fotovoltaicos en las redes eléctricas de santa clara,” Ph.D. dissertation, Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería . . . , 2018.
- [12] J. Fernández Ferichola, “Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil,” B.S. thesis, 2009.
- [13] I. M. Santiago Barcon, Rafael Guerrero, *Calidad de la Energía Factor de potencia y filtrado de armónicas*. Mc Graw Hill, 2012.
- [14] F. G. Clavijo Flores, “Análisis de factibilidad para la compensación de reactivo en función del mínimo de pérdidas en redes de distribución,” B.S. thesis, 2015.

- [15] B. O. del Estado, *RD que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. BOE, 2014. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6123>
- [16] [Online]. Available: <https://www.electricaltechnology.org/2020/06/facts-flexible-ac-transmission-system.html>
- [17] [Online]. Available: <https://www.i-de.es/distribucion-electrica/legislacion-electricidad/codigos-de-red>
- [18] B. O. del Estado, *Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.*, 2020.
- [19] BOE, *Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.*, 2020.
- [20] R. E. Española, *Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631*, 2020.
- [21] D. O. de la Unión Europea, *REGLAMENTO (UE) 2016/631 DE LA COMISIÓN de 14 de abril de 2016*, 2016.
- [22] B. O. del Estado, *P.O. 12.2 (SENP) “Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad” de los sistemas eléctricos no peninsulares (febrero 2018)*. BOE, 2018. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-2198>
- [23] REE, “Comentarios a la propuesta de umbrales de capacidad máxima de los módulos de generación de electricidad del reglamento (ue) 2016/631 sobre requisitos de conexión de generadores a la red,” *Red eléctrica de España*, 2017.
- [24] [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/scientific-tool/pvgis>
- [25] U. P. Madrid, “Gráficos significativos energía solar fotovoltaica,” *Energía*, 2020.
- [26] OMIE, *Informe anual*, 2020. [Online]. Available: https://www.omie.es/sites/default/files/2021-01/informe_anual_2020_es.pdf
- [27] E. P. Rosado, *Eficiencia y Control Reactiva: Impacto en la Producción*, 2020.