

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Diseño de parque fotovoltaico y comparativa de estrategias de control de tensión

Autor: Iván Fernández Valencia

Tutor: Juan Manuel Mauricio Ferramola

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Diseño de parque fotovoltaico y comparativa de estrategias de control de tensión

Autor:

Iván Fernández Valencia

Tutor:

Juan Manuel Mauricio Ferramola

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Diseño de parque fotovoltaico y comparativa de estrategias de control de tensión

Autor: Iván Fernández Valencia

Tutor: Juan Manuel Mauricio

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

Agradecimientos

A Carmen, mi madre y José Antonio, mi padre, por haber sido mi apoyo incondicional. Por haberlo dado siempre todo por mí y haber hecho lo posible y lo imposible para que haya podido llegar hasta aquí. Gracias por esta oportunidad que me habéis regalado.

A Chati, mi hermano, quien siempre ha sido para mí un ejemplo a seguir de esfuerzo y perseverancia persiguiendo aquello que te llena.

A las personas que han estado junto a mí a lo largo de estos años, por haber compartido el camino conmigo y convertiros en parte de mi vida.

Ante el aumento del número de generadores renovables inyectando a la red son cada vez más necesarios sistemas que permitan una correcta interconexión para no poner en peligro la estabilidad de la misma. Actualmente existen normativas que regulan de forma estricta las condiciones de funcionamiento, debido a que los estados donde éstas se redactan cuentan con redes menos robustas y esto requiere ser más exigente.

En este documento se va a utilizar como ejemplo una planta fotovoltaica que se encuentra en el archipiélago canario para poner en contexto estas exigencias. Se diseñará, a partir de los datos disponibles, la distribución de los elementos, las secciones de cable y el conexionado de la instalación para realizar un modelo con el fin de poder simular su funcionamiento y respuesta ante sobretensiones y faltas de tensión.

Para controlar la respuesta de la instalación ante estas variaciones de la tensión de la red y su capacidad de rechazo de la perturbación manteniendo una tensión de referencia en el POI se programarán dos PPC con distinta configuración y se establecerá una comparativa con los resultado que se obtengan.

Abstract

Given the increase in the number of renewable generators injecting into the grid, systems that carry out a correct interconnection are increasingly necessary so as not to endanger its stability. Currently, there are regulations that strictly regulate the operating conditions, because the states where they are written have less robust grids and need to be more stringent.

In this document, a photovoltaic plant located in the Canary archipelago will be used as an example to put these requirements into context. It will be modelled from the data available in order to simulate its operation and response to HVRT and LVRT.

To control the response of the installation to these variations in the grid voltage and its ability to reject the disturbance, maintaining a reference voltage in the POI, two PPCs with another configuration will be programmed and a comparison will be established with the results obtained.

Índice

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Agradecimientos | ix |
| Resumen | xi |
| Abstract | xiii |
| Índice | xiv |
| Índice de Tablas | xvi |
| Índice de Ilustraciones | xviii |
| Índice de Gráficas | xx |
| 1 Antecedentes | 1 |
| 2 Objetivo | 5 |
| 3 Emplazamiento | 7 |
| 4 Legislación y normativa | 9 |
| 4.1 <i>Legislación y normativa estatal</i> | 9 |
| 4.2 <i>Normativa de PREPA</i> | 9 |
| 4.2.1 Comportamiento ante un fallo de tensión | 9 |
| 4.2.2 Sistemas de regulación de tensión, potencia reactiva y requisitos factor de potencia | 11 |
| 4.2.3 Ratio de cortocircuito | 12 |
| 5 Instalación fotovoltaica | 13 |
| 5.1 <i>Descripción</i> | 13 |
| 5.2 <i>Módulos</i> | 13 |
| 5.3 <i>Inversores</i> | 14 |
| 5.4 <i>Estructura soporte</i> | 14 |
| 5.5 <i>Conexionado</i> | 15 |
| 5.6 <i>Protecciones</i> | 16 |
| 5.7 <i>Pararrayos</i> | 16 |
| 5.8 <i>Puesta a tierra</i> | 16 |
| 5.8.1 Puesta a tierra del circuito de corriente continua | 16 |
| 5.8.2 Puesta a tierra del circuito de corriente alterna | 17 |
| 5.9 <i>Ratio de cortocircuito</i> | 17 |
| 5.10 <i>Contribución energética y medioambiental</i> | 17 |
| 6 Sistemas de regulación de la generación eléctrica | 19 |
| 6.1 <i>FACTS</i> | 19 |
| 6.1.1 SVC | 19 |
| 6.1.2 STATCOM | 20 |
| 6.2 <i>BESS</i> | 20 |
| 6.3 <i>PPC</i> | 21 |

| | | |
|--------------------|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| 7 | Diseño y simulación de la planta fotovoltaica y del PPC | 23 |
| 7.1 | <i>Alcance</i> | 23 |
| 7.2 | <i>Dimensionado de cables</i> | 23 |
| 7.2.1 | Cálculo de la sección de los cables de baja tensión | 24 |
| 7.2.2 | Cálculo de la sección de los cables de media tensión | 25 |
| 7.3 | <i>PYDGRID</i> | 28 |
| 7.4 | <i>PPC centralizado</i> | 29 |
| 7.4.1 | Controlador PI | 29 |
| 7.4.2 | Resultado de las simulaciones | 30 |
| 7.5 | <i>PPC con controladores individuales</i> | 31 |
| 7.5.1 | Controladores PI | 32 |
| 7.5.2 | Resultado de las simulaciones | 34 |
| 7.6 | <i>Comparación de las configuraciones</i> | 36 |
| 7.7 | <i>Conclusiones</i> | 36 |
| 7.8 | <i>Aspectos de mejora</i> | 36 |
| Anexos | | 38 |
| | <i>Anexo A. Código del cálculo de los cables de BT</i> | 38 |
| | <i>Anexo B. Código del cálculo de los cables de MT</i> | 41 |
| | <i>Anexo C. Código de modelado de la planta en PYDGRID</i> | 49 |
| | <i>Anexo D. Código del controlador centralizado</i> | 53 |
| | <i>Anexo E. Gráficas del funcionamiento con el PPC centralizado</i> | 58 |
| | <i>Anexo F. Código del controlador individual</i> | 63 |
| | <i>Anexo G. Gráficas del funcionamiento con el PPC individual</i> | 69 |
| Referencias | | 74 |
| Glosario | | 76 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. MTR sobre el tiempo de permanencia ante sobretensiones en la red | 11 |
| Tabla 2. Tabla descriptiva de paneles fotovoltaicos de SOLTEN I | 14 |
| Tabla 3. Longitudes de los tramos de baja tensión de la instalación | 24 |
| Tabla 4. Longitudes de los tramos de media tensión de la instalación | 24 |
| Tabla 5. Secciones de los cables de media tensión por tramos en mm ² | 27 |
| Tabla 6. Secciones resultado de aplicar el criterio térmico al anillo de media tensión | 27 |
| Tabla 7. Secciones definitivas tras aplicar el criterio térmico, de caída de tensión y el añadido de reducción de variedad de secciones | 28 |
| Tabla 8. Valores experimentales de K_p y K_i en función de ΔU_{GRID} [pu] | 29 |
| Tabla 9. Valores experimentales de $K_{p,POI}$, $K_{i,POI}$, $K_{p,gen}$ y $K_{i,gen}$ en función de ΔU_{GRID} [pu] | 34 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 1. Instalaciones de MT y AT de Tenerife con el estado a 1 de enero de 2016 [5], [6] | 8 |
| Ilustración 2. Vista aérea de SOLTEN I [15] | 13 |
| Ilustración 3. Inversores TEIDE 100 | 14 |
| Ilustración 4. Diseño del conexionado de los elementos sobre una vista aérea [6] de SOLTEN I | 15 |
| Ilustración 5. Dispositivo básico SVC [20] | 20 |
| Ilustración 6. Dispositivo básico STATCOM | 20 |
| Ilustración 7. Sistema BESS en una planta de generación [22] | 21 |
| Ilustración 8. Conexionado esquemático de un PPC [3] | 21 |
| Ilustración 9. Esquema de variables de entrada y salida de un PPC [3] | 22 |
| Ilustración 10. Casos límites aplicados en el criterio térmico en el anillo de media tensión | 26 |
| Ilustración 11. Anillo de media tensión durante un funcionamiento normal de la planta | 26 |
| Ilustración 12. Esquema generado a partir de la librería modificada en Pydgrid | 28 |

ÍNDICE DE GRÁFICAS

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfica 1. Evolución de la potencia de EERR instalada en España [2] | 2 |
| Gráfica 2. Variación de las toneladas de CO2 equivalente en función del porcentaje de EERR [2] | 2 |
| Gráfica 3. Red eléctrica canaria [5] | 7 |
| Gráfica 4. Comparativa de los MTR ante fallos de tensión de las distintas normativas [11] | 10 |
| Gráfica 5. Rampa de corriente reactiva en función de la ΔU propuesta por NREL [11] | 10 |
| Gráfica 6. Comparativa de distintas exigencias de potencia reactiva | 12 |
| Gráfica 7. Comportamiento de los generadores y STATCOM ante una caída hasta 0.75pu con PPC centralizado | 30 |
| Gráfica 8. Comportamiento de los generadores y STATCOM ante una sobretensión de valor 1.1pu con PPC centralizado | 30 |
| Gráfica 9. Comportamiento de los generadores y STATCOM ante múltiples perturbaciones con controlador centralizado | 31 |
| Gráfica 10. Funcionamiento del sistema con problemas de acoplamiento $U_{GRID}=0.95pu$. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva en los inv. | 32 |
| Gráfica 11. Funcionamiento del sistema sin problemas de acoplamiento ante una tensión de red de 0.95pu. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva de los inversores. | 33 |
| Gráfica 12. Funcionamiento del sistema ante la mayor sobretensión conseguida de valor 1.15pu. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva de los inversores. | 34 |
| Gráfica 13. Funcionamiento del sistema ante la mayor caída de tensión conseguida de valor 0.76 pu. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva de los inversores. | 35 |
| Gráfica 14. Comportamiento de la instalación ante múltiples perturbaciones con controlador individual | 35 |
| Gráfica 15. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 1.13 pu | 58 |
| Gráfica 16. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 1.10 pu | 58 |
| Gráfica 17. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 1.05 pu | 59 |
| Gráfica 18. Respuesta de la instalación con PPC centralizado con la tensión de red 1.0 pu | 59 |
| Gráfica 19. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.95 pu | 60 |
| Gráfica 20. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.90 pu | 60 |
| Gráfica 21. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.85 pu | 61 |
| Gráfica 22. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.80 pu | 61 |
| Gráfica 23. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de | |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| la red de 0.75 pu | 62 |
| Gráfica 24. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión compuesta por varios escalones tanto de falta de tensión como de sobretensión a modo de puesta a prueba | 62 |
| Gráfica 25. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 1.15 pu | 69 |
| Gráfica 26. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 1.10 pu | 69 |
| Gráfica 27. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 1.05 pu | 70 |
| Gráfica 28. Respuesta de la instalación con PPC individual con la tensión de red 1.0 pu | 70 |
| Gráfica 29. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.95 pu | 71 |
| Gráfica 30. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.90 pu | 71 |
| Gráfica 31. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.85 pu | 72 |
| Gráfica 32. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.80 pu | 72 |
| Gráfica 33. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.76 pu | 73 |
| Gráfica 34. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión compuesta por varios escalones tanto de falta de tensión como de sobretensión a modo de puesta a prueba. Las gráficas son: tensión de la red, potencia reactiva total inyectada en el POI, tensión en el POI, reactiva inyectada por el STATCOM, tensión en los inversores y reactiva inyectada por los inversores | 73 |

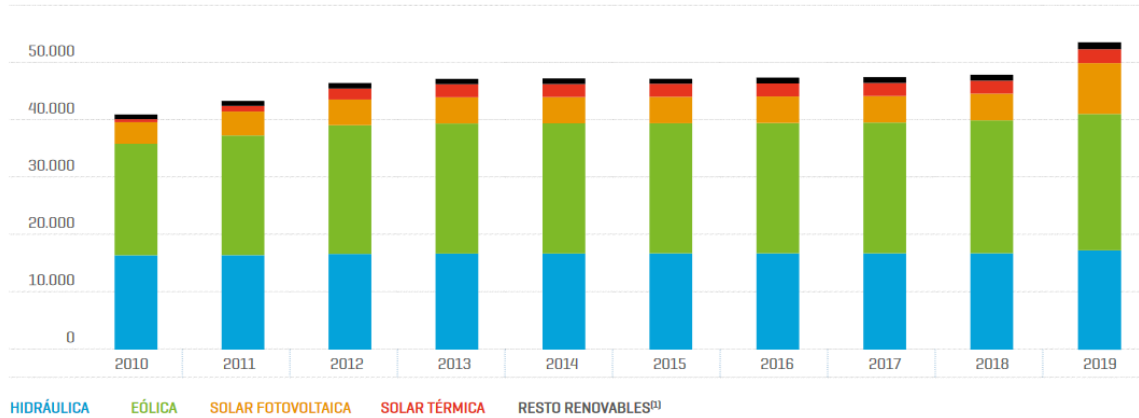
1 ANTECEDENTES

Actualmente la sociedad está viviendo un proceso de electrificación del sistema, debido al cual procesos que anteriormente se llevaban a cabo mediante quema de combustible o mediante sistemas analógicos, se están transformando en instalaciones y elementos que consumen energía eléctrica. Ejemplos claros de estos cambios son, por un lado, la transición que se está empezando a ver cada vez de forma más frecuente en la industria automovilística desde los motores de combustión tradicionales hacia motores eléctricos, ya sea en sistemas híbridos o sustentado completamente mediante baterías. Otro aspecto que muestra esta evolución es en el ámbito doméstico, desde sistemas de calentamiento de ACS a la propia calefacción. A todo esto, se suma el aumento de sistemas controlados electrónicamente que necesitan un suministro eléctrico.

El hecho de que todo esté tomando esta dirección supone una clara ventaja desde el punto de vista de la innovación e investigación, ya que cada avance que se realice podrá obtener múltiples aplicaciones y diversos campos. Con esto se consigue que el aumento de la integración de todos estos sistemas eléctricos y electrónicos se vea impulsado por un interés económico. Por poner un claro ejemplo, la industria de las baterías está en auge debido a la necesidad de estas para aplicaciones tanto industriales, domésticas, para transporte e incluso para ocio.

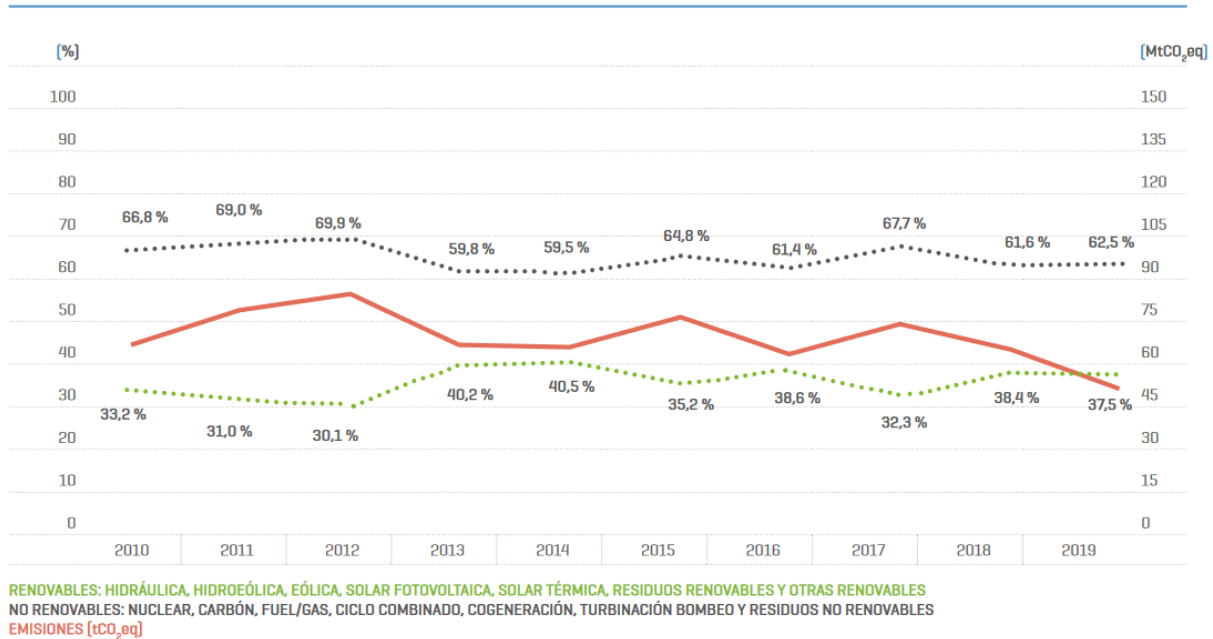
Todo este panorama tiene una repercusión inmediata en la demanda que se producirá diariamente de energía eléctrica, ya que la demanda energética general tiene una tendencia clara de subida anual, tanto los datos ya registrados como distintas previsiones de demanda [1], y el sistema es cada vez más eléctrico. El problema que puede suponer este aumento de la demanda depende en gran medida de la forma que se genere esa energía. Generadores tradicionales a base de la combustión de carbón, gas natural y derivados del petróleo suponen un peligro mayor debido a las emisiones de gases de efecto invernadero, además de otros residuos contaminantes, que se producen en sus procesos. Las razones para que la reducción en la emisión de estos gases se lleve a cabo no son simplemente éticas, debido a las repercusiones que tiene a nivel global el cambio climático en múltiples aspectos de la vida en el planeta, sino que además existe cada día unas restricciones legislativas más severas que hay que cumplir. Compromisos internacionales hacen que los países inviertan cada vez más en hacer esta tendencia a la reducción de emisiones algo real. Para que esto ocurra, los generadores que viertan energía a la red deberán tener también un bajo ratio de emisión por energía producida siendo un claro ejemplo en este caso las energías renovables. Los principales sistemas de producción renovables son: energía hidráulica, energía eólica y energía solar (fotovoltaica y térmica). Algunas de estas tecnologías están en proceso de conseguir una competencia económica bastante atractiva frente a las tradiciones y concretamente la fotovoltaica ya ha conseguido este objetivo. Además de las renovables, existen generadores como el nuclear que permiten una reducción de este ratio. A pesar de que la generación por medio de este tipo de sistemas no suponga un proceso de cero emisiones, la diferencia es mucho más que notable.

Estas razones hacen que en muchos países la potencia instalada de este tipo de plantas de generación esté aumentando [2], como en el caso de los países miembros Unión Europea. Pudiéndose ver como ejemplo la evolución que muestra la Gráfica 2 sobre la presencia de las EERR en España.



Gráfica 1. Evolución de la potencia de EERR instalada en España [2]

El aumento de la potencia instalada ha ido acompañado del aumento de la generación por fuentes renovables y con ella la reducción de las toneladas de CO₂ equivalente asociada al conjunto de toda la generación que vierte en la red. Como se puede observar en la Gráfica 2, cuando el porcentaje de renovables aumenta, reduce el cociente entre las emisiones y la energía generada.



Gráfica 2. Variación de las toneladas de CO₂ equivalente en función del porcentaje de EERR [2]

La integración de forma segura de un alto porcentaje de generadores eléctricos de origen renovable es uno de los grandes desafíos en la operación del sistema eléctrico. Esto se debe a la posible intermitencia del recurso que podría añadir inestabilidad a la red, además de la necesidad de un control más exhaustivo debido a que se presenta como una generación más distribuida que la generación tradicional. A esto se une una reducción de la inercia de la red debido a que los sistemas que más auge están teniendo, el eólico y el fotovoltaico, son sistemas sin inercia, haciendo que la inercia relativa de toda la red disminuya con su incorporación [3]. Esto supone que, si no se ponen medios para solventar esta falta de inercia, las perturbaciones que se sucedan tendrán repercusiones mucho más notorias. Todo este sistema debe asegurar la cobertura de la demanda en todo momento, permitiendo una variabilidad en su producción consiguiendo un mayor ajuste entre la curva de consumo y la de generación. Para que esto se consiga, una legislación restrictiva debe regir en los generadores.

Un aspecto que agrava la compleja situación de una red estable con una importante integración renovable es una correcta capacidad de interconexión. La situación de España en este aspecto es escasa, debiendo mejorar ésta para un mejor panorama de la estabilidad de su red. Una situación particularmente complicada a la hora de

la interconexión se da en los archipiélagos debido a la barrera física que supone estar rodeado de agua. Un claro ejemplo de este tipo de red es Puerto Rico.

La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ha establecido unos requisitos técnicos mínimos para la interconexión de generación, añadiendo incluso apéndices específicos para la producción mediante turbinas eólicas o plantas fotovoltaicas [4]. Legislaciones como esta consiguen que el aumento del porcentaje de renovables en la red eléctrica se pueda llevar a cabo de forma segura.

Además de leyes, se necesita una tecnología que permita esta regulación. Algunas de las utilizadas son los FACTS, los BESS y los PPC, que veremos más adelante en este documento.

2 OBJETIVO

El objetivo de este documento es comparar las respuestas que obtienen dos configuraciones de PPC para el control de la tensión en el POI ante rechazando perturbaciones de la red eléctrica. Se simulará el funcionamiento de una planta fotovoltaica donde ambos controladores deberán obtener un correcto comportamiento manteniendo en el POI la tensión de referencia y cumpliendo además una serie de restricciones que se enumerarán más adelante.

3 EMPLAZAMIENTO

Con el fin de ubicar el proyecto en un contexto similar al que se produce en el territorio de Puerto Rico, se ha decidido que la planta fotovoltaica que se tome de referencia se encuentre en el archipiélago canario. Este tipo de emplazamientos cuentan con el hándicap de una red menos robusta que en emplazamientos de interior o peninsulares, lo cual hace que los sistemas de regulación de las condiciones de red sean un requisito más necesario.

El caso del sistema eléctrico canario cuenta con seis sistema eléctricamente aislados, de pequeño tamaño y débilmente mallados [5]. Esto genera situaciones más complejas ante aumentos repentinos de demanda o ante determinadas perturbaciones en la red eléctrica como puede ser la falta de generación eléctrica por parte de algún generador renovable debido a una intermitencia en el recurso.



Gráfica 3. Red eléctrica canaria [5]

Si se analiza el díptico de las Islas Canarias aportado por Red Eléctrica Española ubicando de forma aproximada la planta mediante la comparación con un mapa [6], se puede deducir la tensión y la línea a la que se conecta el parque fotovoltaico SOLTEN I, que sirve de base en este proyecto.

En este caso, como se puede apreciar en la Ilustración 1 parece lógico suponer que se conectará a la línea doble de 66kV llamada Polígono Granadilla. Además, se obtiene información de otras inyecciones de potencia que tienen lugar en las proximidades, pudiendo tenerlas en cuenta en el caso de que fuesen necesarias.

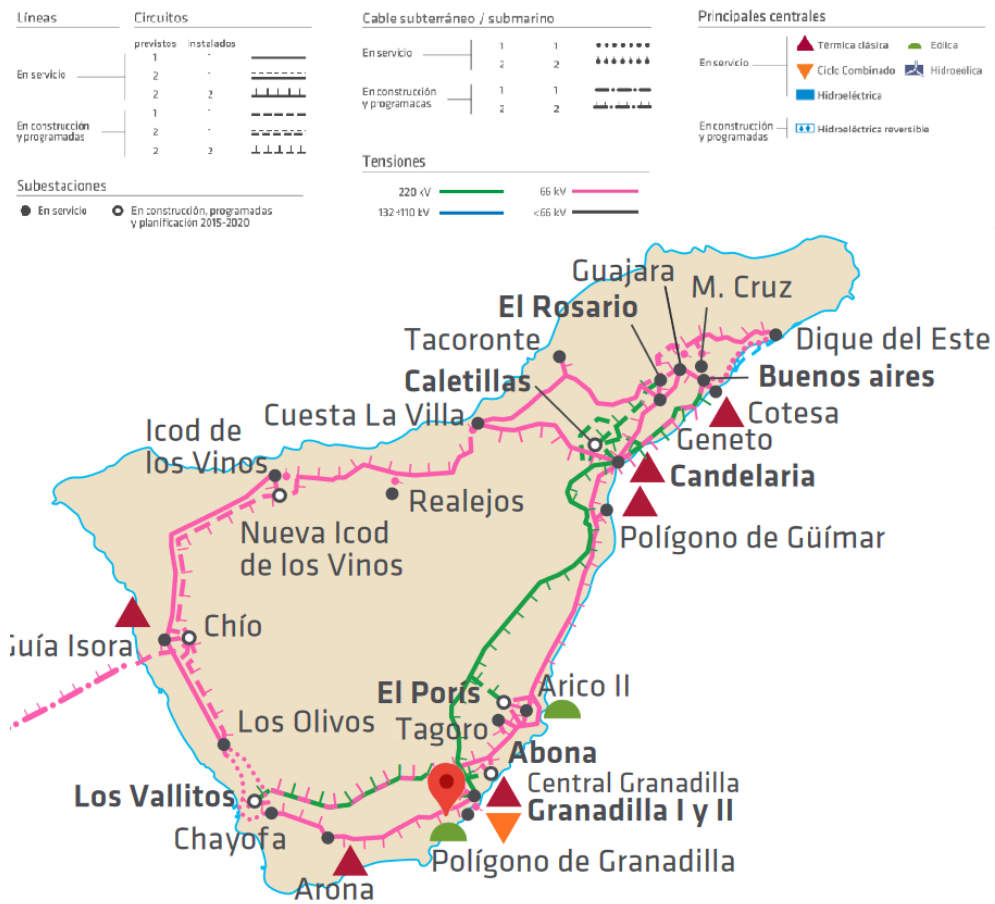


Ilustración 1. Instalaciones de MT y AT de Tenerife con el estado a 1 de enero de 2016 [5], [6]

4 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA

Para la realización de este trabajo se ha usado normativa respectiva a instalaciones eléctricas de baja y alta tensión. También se han tomado en cuenta las referentes a generadores eléctricos y más específicamente a los fotovoltaicos. Como añadido particular a este documento se ha utilizado la normativa redactada por PREPA como referencia debido a sus especificaciones tan interesantes para el conexionado de generadores renovables a su red.

4.1 Legislación y normativa estatal

Ha sido necesario tener en cuenta una serie de documentos que, a nivel español, establecen pautas y requisitos de las instalaciones eléctricas y, más concretamente, de generación. Los documentos que han sido utilizados son:

- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [7].
- Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial. Ley 24/2013, del Sector Eléctrico [8].
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos [9].
- BOE-A-2018-219 «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 [10].

4.2 Normativa de PREPA

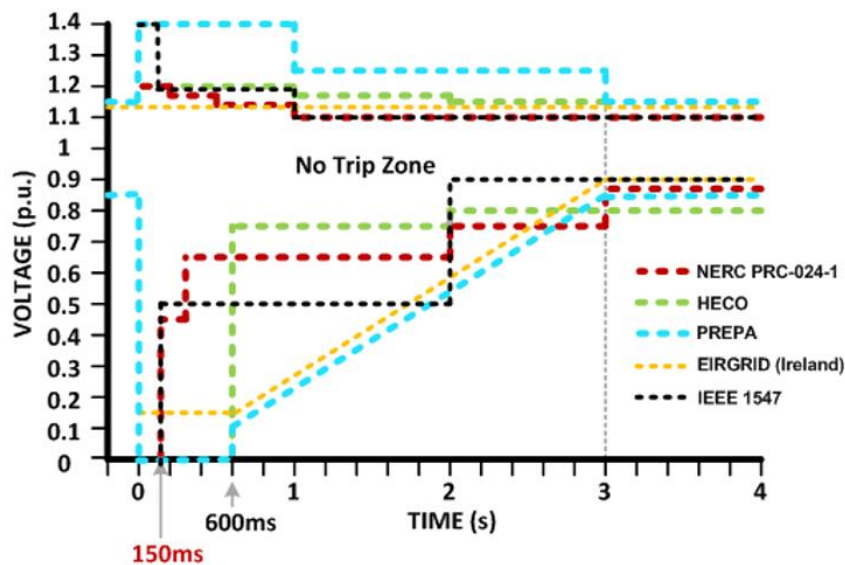
Además del documento que redactó PREPA estableciendo una normativa que regulase las condiciones de conexión de generadores, NREL condujo la revisión de los requisitos basados tanto en los aspectos técnicos de las tecnologías eólicas y fotovoltaicas como en los requisitos existentes por parte de los servicios públicos en países tanto europeos como estadounidenses. El propósito de la revisión es analizar cada aspecto de los MTR de PREPA, comparando y contrastando con los requisitos de interconexión de sistema de potencia similares, identificando las áreas de especial atención y generando unas recomendaciones o sugerencias para mejoras o estudio adicional [11].

Son varias las secciones de la normativa y la revisión que se tomarán como referencia en este documento por su especial interés en el diseño preliminar del PPC.

4.2.1 Comportamiento ante un fallo de tensión

Los requisitos técnicos mínimos ante fallos por baja tensión para eólica y fotovoltaica son similares. Ambos deben permanecer conectados y soportar los fallos por ceros de tensión en la red durante 600 milisegundos. Se puede observar en la Gráfica 4 una representación del tiempo que se debe mantener conectado a la red en función del fallo que es produzca en ésta. Los requisitos exigidos por el NERC y por IEEE, a diferencia del PREPA, son de 150 milisegundos para ZVRT, pero el caso de HECO coincide con el del PREPA ya que ambas cuentan con redes menos robustas por el hecho de ser islas y, por tanto, deben ser más exigentes. Esta

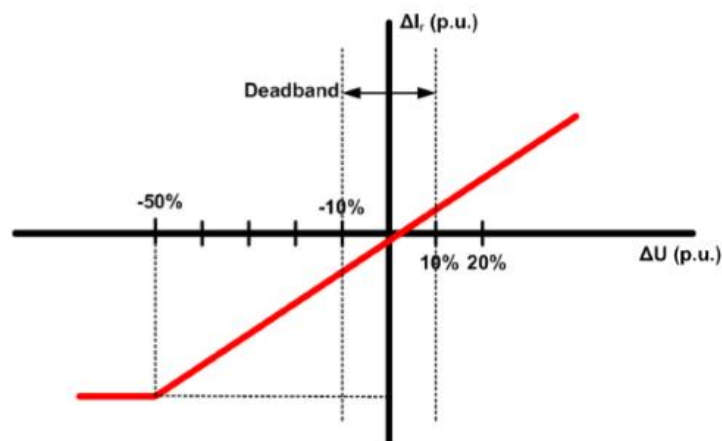
misma situación de una red más débil se da en el archipiélago canario, lugar donde se sitúa la planta que sirve de modelo para este TFG. También existe el caso de Irlanda donde el requisito también es de 600 milisegundos, pero para el caso de LVRT a una tensión del 15% de la nominal.



Gráfica 4. Comparativa de los MTR ante fallos de tensión de las distintas normativas [11]

La tensión durante la falta es medida en el punto de interconexión de la planta, que es típicamente la interfaz de comunicación y está separado de las turbinas de generación eólicas o los generadores fotovoltaicos por dos transformadores (el de la turbina o el de la red de baja y el de la planta). La combinación de ambas impedancias, correspondientes a cada uno de los transformadores, resultan en una tensión en cada uno de los terminales entre un 15-20% mayor que la tensión de transmisión. Desde esta perspectiva, no existe ninguna condición de “tensión cero” en los terminales de las turbinas o paneles durante un ZVRT si la turbina o los generadores fotovoltaicos permanecen conectados y produce la corriente de falta.

Inicialmente se exigía que las instalaciones generadoras durante los LVRT debían de funcionar en modo de máxima inyección de reactiva, pero para evitar este modo, debido a que puede causar inestabilidad en la tensión de las plantas eólicas y los colectores fotovoltaicos, se implementará una rampa de corriente reactiva en función de la caída de tensión que durante la falta ayudará a evitar posibles inestabilidades.



Gráfica 5. Rampa de corriente reactiva en función de la ΔU propuesta por NREL [11]

En el caso de HVRT, también se han ajustado debido a que el tiempo que se debía mantener el generador en funcionamiento con una sobretensión del 140% podía ser excesivo y no necesario en todas las localizaciones de proyectos renovables, pudiendo producir un aumento en los costes de los proyectos de forma innecesaria, se decide ajustar el valor a los que aparecen en la

Tabla 1.

Tabla 1. MTR sobre el tiempo de permanencia ante sobretensiones en la red

| Sobretensión (pu) | Tiempo mínimo de permanencia conectado |
|-------------------|----------------------------------------|
| 1.4-1.3 | 150 ms |
| 1.3-1.25 | 1s |
| 1.25-1.15 | 3s |
| < = 1.15 | Indefinidamente |

4.2.2 Sistemas de regulación de tensión, potencia reactiva y requisitos factor de potencia

Los inversores fotovoltaicos típicamente no tienen la capacidad de inyectar reactiva y por tanto trabajan a fdp igual a la unidad. Para poder cumplir con los requisitos de PREPA con respecto a la potencia reactiva y el control de tensión, se necesitará aplicar un sistema que compense la reactiva a nivel de la subestación. Uno de los componentes de este sistema pues de ser un STATCOM para los inversores que cumplan con el estándar 1547 del IEEE [12].

La regulación de la tensión puede ser lograda ya sea modificando el terminal de tensión del inversor en la parte baja del transformador o ajustando la salida de reactiva de acuerdo con la pendiente característica. Se requieren VRS con un set point ajustable entre el 95-105% del valor de la tensión en el POI. Los VRS emplean una pendiente de reactiva ajustable entre el 0-10% con una precisión en el control del +/-0.5% del set point. Las deadband de los VRS no deben exceder el 0,1%.

El sistema de control del valor de tensión durante funcionamiento estable y durante perturbaciones de la red comprendidas entre HVRT y LVRT se realizará mediante un controlador tipo PI con compensación de reactiva en paralelo. Por otro lado, cuando la perturbación pase a ZVRT se exige que el controlador sea de tipo PID.

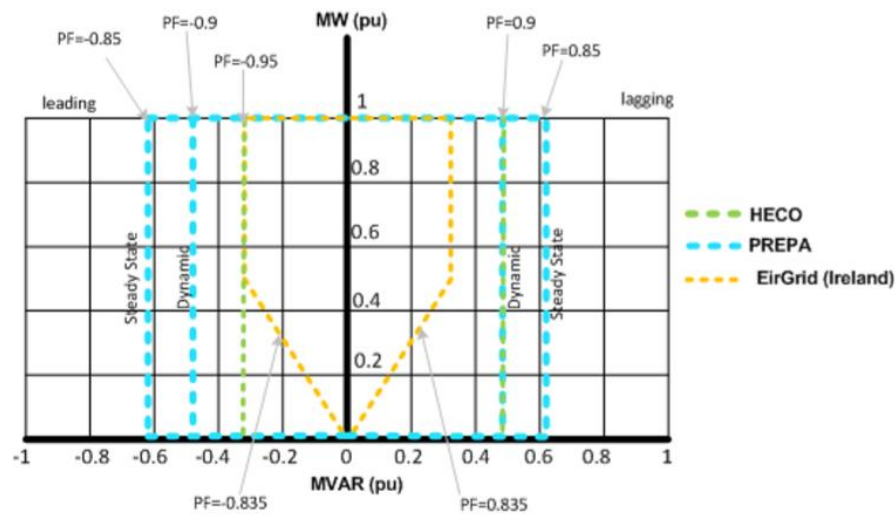
El PREPA solo contiene requisitos para el modo de operación de control de tensión y no para el modo de control de factor de potencia. Por esta razón NREL apunta que en muchos casos el control del fdp puede ser una herramienta muy efectiva para la mitigación, tanto en funcionamiento estable como en el transitorio, del impacto de la PV. La variación de tensión en el POI en función de los parámetros R y X del colector se puede expresar de la siguiente forma aproximada:

$$\Delta V \approx \frac{\Delta P \cdot R - \Delta Q \cdot X}{V}$$

Por lo tanto, para mantener la variación de la tensión prácticamente en 0 durante su funcionamiento normal de la planta, el cociente entre la variación de la potencia reactiva y la activa se debe mantener semejante al de los parámetros R y X:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta P} \approx \frac{R}{X} = cte$$

Este método tiene sus desventajas debido a las no linealidades de la curva P-Q. Además, si el colector o su configuración son cambiados, el factor de potencia cambiará. El rango de funcionamiento y capacidad de generar reactiva se define de forma rectangular, como se puede ver en la Gráfica 6 donde se comparan varias normativas mostrando que la que se está aplicando es la más exigente de las tres.



Gráfica 6. Comparativa de distintas exigencias de potencia reactiva

4.2.3 Ratio de cortocircuito

El ratio de cortocircuito es uno de los factores limitantes a la hora de hacer una instalación de energía renovable que pueda o deba sufrir variaciones en su generación. Esto se debe a su importante influencia en el comportamiento de las instalaciones ante fallos por baja tensión [13]. El valor se establece en $SCR \geq 5$.

$$SCR = \frac{S_{cc}(MVA)}{P_{MPE/HVDC}}$$

Siendo:

- $S_{cc}(MVA)$: la potencia de cortocircuito en el punto de conexión en MVA
- $P_{MPE/HVDC}$: la potencia nominal del MPE o enlace HVDC.

5 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este capítulo se aportará una idea general de la planta fotovoltaica, referencia de este TFG, debido a que en ella se basará el modelo que se va a diseñar. Para poder posteriormente realizar una correcta simulación de ésta se realizará la distribución de los elementos (generadores, inversores, transformadores, STATCOM y conductores), conexionado de la instalación y dimensionamiento de los cables. Este diseño será realizado ya sea mediante datos reales o suposiciones sustentadas en la información disponible, con el fin de que el diseño se asemeje, en la medida de lo posible, a la realidad y sea una herramienta adecuada para realizar la comparación de las configuraciones de control que se van a implementar.

5.1 Descripción

La planta que se toma de objeto de estudio en el TFG es SOLTEN I. Es una instalación solar fotovoltaica ubicada en el Polígono Industrial de Granadilla, en Tenerife. Esta elección se basa en el hecho de que la legislación y normativa de Puerto Rico, además de otras que se han tenido en cuenta, son bastante restrictivas debido a la complicación causada al pretender introducir un alto porcentaje de producción renovable en una red menos robusta como es el caso de las insulares.

El ejecutor, gestor y mantenedor de este proyecto es el Instituto Tecnológico de Energías Renovables [14]. La instalación, con una potencia total de 13MW, está formada por 130 plantas de 100kW conectadas de forma independiente a la red eléctrica de baja tensión. Cada una de estas plantas de 100kW pertenecen a particulares diferentes.



Ilustración 2. Vista aérea de SOLTEN I [15]

5.2 Módulos

Los paneles fotovoltaicos que componen cada una de las plantas fotovoltaicas de 100kW están orientados al Sur (180° de azimut) con una inclinación de 10° respecto al suelo. Para la instalación se han utilizado paneles fotovoltaicos de fabricantes distintos (Tabla 2), dando lugar a variaciones en la cantidad de paneles por planta, su distribución y valores pico.

Esta particularidad en la variedad tanto en el fabricante como en valores de potencia, eficiencia y otros como intensidad de cortocircuito o tensión de circuito abierto, puede complicar tanto el conexionado de los elementos como el funcionamiento del buscador del punto de máxima potencia.

Tabla 2. Tabla descriptiva de paneles fotovoltaicos de SOLTEN I

| | ITER | Kyocera (1) | Kyocera (2) | Kyocera (3) | Solarworld(1) | Solarworld(2) |
|------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| Potencia (W) | 162 | 167 | 170 | 175 | 165 | 175 |
| Células/Panel | 48 | 48 | 48 | 48 | 72 | 72 |
| Eficiencia (%) | 12,04 | 13,05 | 13,28 | 13,67 | 12,65 | 13,42 |
| Peso panel (kg) | 16 | 16 | 16 | 15 | 15 | |
| Sup. Panel (m2) | 1,31 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,30 | 1,30 |
| Tipo | Multi cristalino | Multi cristalino | Multi cristalino | Multi cristalino | Mono cristalino | Mono cristalino |

5.3 Inversores

Los inversores utilizados en la instalación son los TEIDE 100 con una potencia de 100kW cada uno. Estos inversores son fabricados por el ITER y fueron puestos a prueba en esta instalación.

Cada una de las plantas de 100kW cuenta con uno que conecta la línea interna de DC con la de baja tensión de AC, para posteriormente elevarse en el transformador.

Este inversor cuenta con un rendimiento en el MPP de 98.5%. Además, tiene la posibilidad del soporte de huecos de tensión [16], característica necesaria para este proyecto.



Ilustración 3. Inversores TEIDE 100

5.4 Estructura soporte

Las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos también han sido diseñadas por el ITER.

Son estructuras ligeras de aluminio, con estructura modular y totalmente desmontables. Están compuestas esencialmente por pilares, vigas y correas mediante perfiles de aluminio. Cimentación compuesta de hormigón y un perfil de acero galvanizado. La unión de ambas partes se realiza con tornillería y accesorios de acero inoxidable.

Las estructuras fueron instaladas adaptando al máximo los pilares a la topografía del terreno para realizar las mínimas obras de desmonte y terraplenado. Además, las instalaciones se realizaron de forma que tuvieran la menor altitud posible, obteniendo así instalaciones no excesivamente elevadas y respetando de esta forma las medidas de integración paisajística.

5.5 Conexionado

La información de la que se dispone por parte del ITER sobre el conexionado de los elementos internos es que cada 10 plantas de 100kW las líneas de baja tensión se conectan a un transformador. Debido a que los transformadores se distribuyen en centros de transformación con una capacidad de 2×1.000 kVA, a cada uno de estos CT llegan 20 grupos generadores, a excepción de un grupo de 10 generadores que se conecta a un CT de 1×1.000 kVA.

A partir de esta información se ha diseñado el conexionado suponiendo tres niveles de tensión, utilizando el término media tensión para referirnos a la alta tensión de tercera categoría para una más fácil diferenciación :

- Red de baja tensión a la salida de los inversores con 400V de tensión de fase.
- Red de media tensión en distribución de anillo a 20 kV de tensión de fase.
- Red de alta tensión a 66kV donde se encuentra el punto de interconexión.

Con la intención de tener una base sobre la que trabajar para poder realizar el dimensionamiento de los cables y la posterior simulación de los flujos de potencia, se ha diseñado la siguiente distribución, mostrada en la Ilustración 4, en función de los datos que se disponían y las suposiciones realizadas:



Ilustración 4. Diseño del conexionado de los elementos sobre una vista aérea [6] de SOLTEN I

En la imagen se puede ver la división del área completa de la planta en 13 zonas de la misma superficie, con el fin de conseguir una distribución aproximadamente homogénea de lo que sería la generación fotovoltaica en esta planta. Ubicado en el centro de estas áreas se ha colocado un inversor, nombrado con INVX, siendo X el área en el que se encuentra situado, en representación de los 10 inversores que se distribuyen por cada una de las 13 zonas componiendo así la red de baja tensión.

Conectando la red de baja con el anillo de media tensión se encuentran los transformadores, divididos en 6 centros de transformación dobles y uno simple, nombrando cada uno de los transformadores como TRX, siendo X el área de la planta a la que prestan servicio. El circuito de media tensión durante el funcionamiento normal de la planta se encontrará abierto entre los transformadores TR12 y TR13.

5.6 Protecciones

Para garantizar la seguridad de la instalación es necesario disponer de protecciones eléctricas. De forma general, en las instalaciones fotovoltaicas se requieren las siguientes [17]:

- Sobrecargas: mediante fusibles que son normalmente distribuidos por cada una de las ramas de los grandes sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación eléctrica. Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua.
- Sobretensiones: en los sistemas fotovoltaicos se realizará mediante protecciones de clase II integradas en los propios inversores y a través de varistores con vigilancia térmica.
- Interruptor automático magnetotérmico individual: deberá tener una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.
- Interruptor automático magnetotérmico general.
- Interruptor automático magnetotérmico diferencial.
- Interruptor automático manual.
- Interruptor automático de interconexión: Se utilizará para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o de la frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento.
- Sobrecarga fase-fase y fase-tierra red trifásica y transformadores.

5.7 Pararrayos

Con el fin de proteger tanto a la instalación como a las personas, se debe disponer de un pararrayos para evitar el impacto directo sobre la zona protegida. La instalación eléctrica se ha debido de diseñar para ser capaz de canalizar la energía previa formación del rayo desde el cabezal aéreo hasta la puesta a tierra.

5.8 Puesta a tierra

5.8.1 Puesta a tierra del circuito de corriente continua

En el circuito de corriente continua que se encuentra al otro lado del inversor es una red de baja tensión, que no se encuentra representada en la Ilustración 4. Este tipo de instalaciones suele ir en configuración flotante. Esto significa que los cables activos irán aislados de tierra mediante varistores, que si no existe una sobretensión muy elevada mantiene el aislamiento de tierra. Esta configuración supone que todos los elementos activos, módulos fotovoltaicos, cajas de conexión y cables, tienen un aislamiento de clase II para evitar derivaciones. Las masas de continua irán puestas a tierra, junto con los pararrayos, cuadros de continua y elementos de soporte.

Este tipo de configuración es segura en caso de un primer defecto de aislamiento, aunque si se produce un segundo defecto se puede producir un retorno de la corriente por tierra. Para evitar esto se deben instalar sistemas que detecten los primeros defectos con el fin de solucionarlos antes de que se produzca un segundo defecto, que irían integrados en el propio inversor.

5.8.2 Puesta a tierra del circuito de corriente alterna

En el lado de corriente alterna y baja tensión se dispone de conexión de estrella en transformador, por tanto, se puede obtener el neutro. Tomando como referencia otras instalaciones fotovoltaicas de una potencia similar se ha podido observar que típicamente se opta por una configuración TN-C, donde el neutro y la tierra son el mismo conductor.

La puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas no debe superar los 10 Ω de resistencia para poder garantizar la seguridad de los componentes.

En el anillo de media tensión se puede optar por una configuración de tierra en IT, debido a que los lados de los transformadores que se conectan a ésta se encuentran en triangulo. Si se quisiese disponer de un neutro, se podría optar por una conexión en zigzag.

5.9 Ratio de cortocircuito

Como se ha comentado previamente, el SCR es uno de los factores limitantes a la hora de hacer el interconexión de una instalación de energía renovable a una línea debido a su importante influencia en el comportamiento de las instalaciones ante fallos por baja tensión. Por esa razón se debe comprobar si el conexionado de ésta cumple la restricción de un valor de $SCR \geq 5$

Para el cálculo del ratio se ha tomado el valor de la intensidad de cortocircuito correspondiente al que se tiene en el percentil 50 a lo largo del año 2018 [18] en el nodo de la línea Polígono Granadilla de 66kV, al que se ha deducido que es probable que se conecte. Este valor es de 10.1 kA.

$$SCR = \frac{66 \cdot 10^3 \cdot 10.1 \cdot 10^3}{13 \cdot 10^6} = 51.28$$

Se puede comprobar que se cumple ampliamente el valor del ratio requerido.

5.10 Contribución energética y medioambiental

Contribución de SOLTEN al medioambiente de Planta SOLTEN 13MW:

- Producción energética estimada 22.750 MWh/año
- El funcionamiento de esta planta supone suministrar electricidad a 5308 viviendas

Evita la emisión a la atmósfera de:

- 18.200.000 kg/año de CO₂
- 122.850 kg/año de SO_x
- 45.500 kg/año de NO_x
- 2.730 kg de CO
- Supone un ahorro de 1.961.050 kg/año de petróleo

6 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

A lo largo de este documento se ha mencionado varias veces la importancia del control y la regulación de los generadores que inyectan energía en la red eléctrica para conseguir tener sistema estable. Para ello existen varias tecnologías, entre ellas FACTS, BESS y PPC, que se van a ver brevemente a continuación a razón de conocer algunas de las tecnologías que se podrán o deberán utilizar para conseguir un funcionamiento adecuado ante las perturbaciones en la red.

6.1 FACTS

El término «FACTS» abarca los sistemas de electrónicos de potencia en corriente alterna que son utilizados para mejorar el control e incrementar la capacidad de potencia [19]. Las principales funciones de estos sistemas son:

- Incrementar de la capacidad de transporte de la red eléctrica
- Controlar el flujo de potencia activa por las líneas
- Control de tensiones mediante compensación de potencia reactiva
- Mejorar de la estabilidad en periodos transitorios
- Mejora de la calidad frente a fallos por huecos de tensión, parpadeos, armónicos de alta y baja frecuencia, etc.

Hay distintos tipos en función de los elementos que lo componen y su disposición en la red. Para el cumplimiento de los requisitos exigidos a las renovables para su conexión a la red nos vamos a centra en dos: SVC y STATCOM.

6.1.1 SVC

Los compensadores estáticos de potencia reactiva en paralelo se utilizan mantener la tensión de la red eléctrica dentro de los límites establecidos [20]. Su constitución y principio de funcionamiento son muy simples. Regulan la tensión compensando la potencia reactiva Q , al instalarse en determinados puntos de la red para el consumo potencia inductiva Q_L o capacitiva Q_C .

Su composición se basa en:

- Elemento accionador: puede ser por un lado un interruptor mecánico o se puede realizar la instalación de una válvula de tiristores bidireccionales.
- Elemento conmutado: que puede ser una reactancia o una capacidad, en función del tipo de consumo de potencia que se quiera realizar.

Se sitúa en paralelo a la red y su esquema básico, con accionamiento por tiristores, sería:

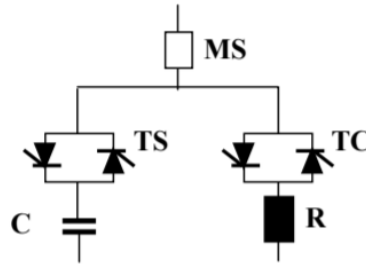


Ilustración 5. Dispositivo básico SVC [20]

En este tipo de elementos se utiliza la siguiente nomenclatura para definir qué compone el SVC:

- MS: interruptor mecánico
- TS: válvula de tiristores bidireccionales
- TC: válvula de tiristores bidireccionales controlados que sustituyen al interruptor mecánico
- C: capacidad
- R: reactancia

6.1.2 STATCOM

El STATCOM actúa como una fuente de tensión con una amplitud y fase definida mediante controladores que se implementa a través de un inversor [21]. En el lado de corriente continua se instala una serie de capacitores que simula una fuente de tensión DC, que también puede llegar a servir para almacenar energía. Los transformadores son utilizados para compatibilizar los sistema de potencia AC y DC, utilizándose en la mayoría de los casos para minimizar el contenido de armónicos de tensión del inversor sirviendo así de filtro.

Así mismo, el STATCOM está compuesto por cuatro partes básicas: inversores, transformadores, capacitores en el lado de corriente continua y un sistema de control, como se puede observar en la Ilustración 6.

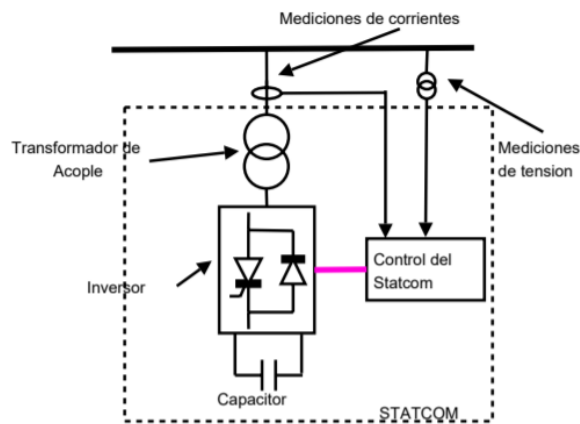


Ilustración 6. Dispositivo básico STATCOM

6.2 BESS

El sistema de almacenamiento de energía en baterías permite la gestión de la generación en plantas fotovoltaicas o parques eólicos proporcionando una posible vía de mejora de la calidad de la energía generada.

Los sistemas de almacenamiento de energía en batería han comenzado a utilizarse para múltiples aplicaciones [22] de gestión de red: regulación de frecuencias, la estabilización de la red, la reducción de la pérdida de transmisión, mejora de fiabilidad, reducción del valor de los picos de tensión, variaciones en la carga, recursos intermitentes para la generación de energía, los servicios de red, las estaciones de carga de vehículos eléctricos, realizar las funciones de un STATCOM, etc.

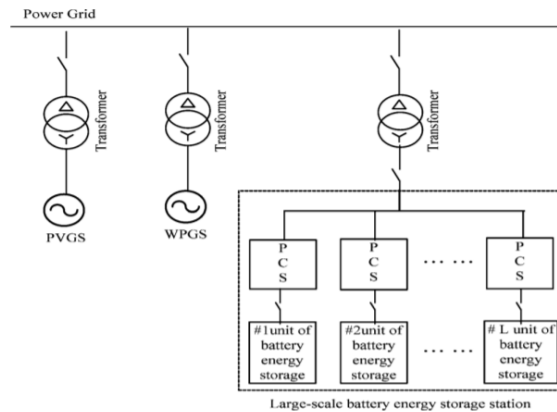


Ilustración 7. Sistema BESS en una planta de generación [22]

Parte de la solución para suavizar las posibles fluctuaciones provocadas por las fuentes de energía renovables puede residir en la implementación de estos BESS en las plantas de generación, como en la Ilustración 7. El principal inconveniente de estos sistemas es la propia naturaleza de la batería en relación a cómo afecta negativamente a su vida útil el hecho de hacer cargas y descargas de forma muy rápida, dando grandes potencias. Para que esta solución sea más factible se debe encontrar el equilibrio entre la velocidad de suministro de las baterías y su vida útil. Además del esfuerzo como el que supone sustentar la tensión durante un fallo por cero en la red, acelerando la degradación de las baterías, se debe tener en cuenta que una variación en los niveles de carga de forma continuada también afecta negativamente al adecuado mantenimiento de las baterías.

6.3 PPC

El PPC es un controlador específico para las plantas de generación que funciona de forma complementaria al SCADA. Este último es un conjunto de software y hardware que permite supervisar, controlar y hacer de base de datos de procesos industriales, en este caso de todas las barras, del POI, flujo de potencia, tensión, etc. El control que puede ejercer es sobre procesos más simples y lentos. Esta es la diferencia entre ambos: la velocidad de actuación. Los sistemas SCADA pueden actuar cada 3s y los PPC cada 100ms, permitiendo así a los PPC el control de las potencias activas de baterías, bancos de condensadores, etc. pudiéndose llegar a conseguir que la planta emule a una máquina síncrona.

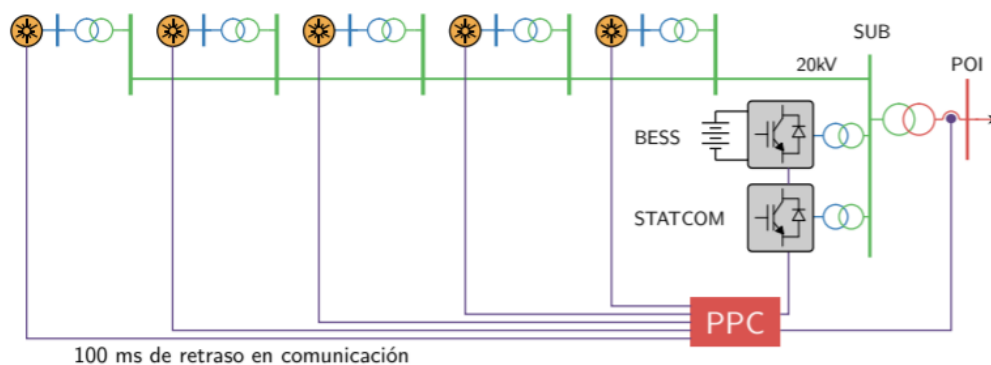


Ilustración 8. Conexión esquemática de un PPC [3]

Esto se puede conseguir debido a que permite coordinar los generadores de forma individual con los sistemas FACTS (Ilustración 8) y el BESS, consiguiendo una operación más eficiente además de reducirse los costes por sobredimensionamiento.

El PPC recibe datos de la situación tanto de la red en el POI, de los elementos internos de la planta y una serie de consignas que debe lograr Ilustración 9. Cada ciclo ajusta los parámetros de los elementos del sistema de generación, los FACTS y BESS para ajustarse, cumpliendo una serie de exigencias, a los valores dados de referencia.

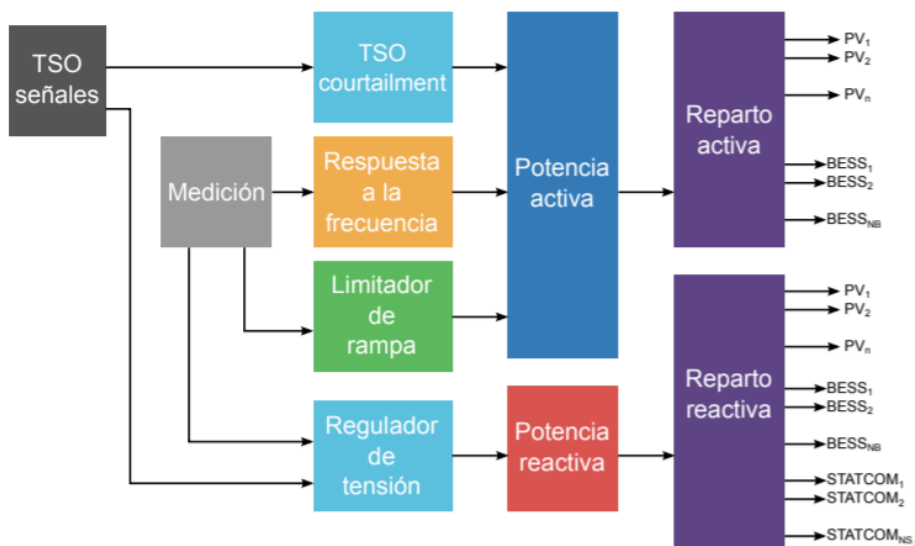


Ilustración 9. Esquema de variables de entrada y salida de un PPC [3]

Todo este control deberá tener en cuenta la disposición de los generadores, los límites de saturación de los cables y el objetivo de hacerlo de la forma óptima distribuyendo las variaciones en las instalaciones de la forma menos perjudicial para el generador, sin poner en peligro la calidad del suministro.

7 DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA Y DEL PPC

Ena vez descritos los elementos que componen la planta, el conexionado, el emplazamiento y la normativa que se va a utilizar, se continuará realizando el diseño tanto del modelo de la propia instalación como el de los controladores de ambas configuraciones del PPC que regulen la respuesta de ésta ante perturbaciones que sucedan en la red.

7.1 Alcance

El alcance de este proyecto se va a limitar al control de tensión en el POI durante fallos de tensión por caída y sobretensión, buscando obtener un VSR. A pesar de la actualización de la normativa proporcionada por PREPA nombrada anteriormente, se ha decidido que durante la falta en la tensión los generadores deben funcionar inyectando su máxima potencia reactiva en caso de que sea necesario, funcionamiento que se indicaba como obligatorio antes de la revisión de la norma. La razón por la que se ha escogido este criterio es la búsqueda de un STATCOM lo menor posible.

El estado de la producción de potencia activa por parte de los generadores fotovoltaicos se mantendrá constante y en valor nominal.

La simulación y el cálculo del flujo de carga se realizará con un método puramente algebraico, lo que significa que el sistema no tendrá un comportamiento discreto tanto en los sistemas de comunicación como en el comportamiento de los elementos. Este aspecto se solventará añadiendo retardos en las iteraciones durante la simulación. El valor del retardo, en este caso, irá en función del tipo de PPC que se vaya a utilizar.

El lenguaje de programación elegido para realizar la simulación será Python, debido a que es un lenguaje interpretado y permite una mejor legibilidad del código. Además, se utilizará el recurso libre Pydgrid [23] que es un simulador de red de distribución.

Se van a utilizar dos configuraciones distintas: por un lado, un control centralizado donde un solo controlador regula la respuesta ante las perturbaciones de toda la planta, y, por otro lado, la configuración con controladores individuales donde cada inversor/generador contará con su propio controlador. Se observará la respuestas obtenida con ambos y posteriormente se compararán.

7.2 Dimensionado de cables

Para el dimensionado, lo primero que se ha realizado son mediciones sobre un mapa escalado en el que se ha dibujado el diseño del conexionado que se ha visto en el apartado 5.5 *Conexionado*. A pesar de que la normativa española define la tensión del circuito de 20kV como alta tensión de tercera categoría, a modo de diferenciarlo más fácilmente de la alta tensión de la red de 66kV se le llamará media tensión. Se han obtenido las siguientes longitudes en el circuito de baja (Tabla 3) y media tensión (Tabla 4).

Tabla 3. Longitudes de los tramos de baja tensión de la instalación

| Tramo BT | Longitud [m] |
|----------------|--------------|
| INV_1-TR1/2 | 183.83 |
| INV_2-TR1/2 | 168.24 |
| INV_3-TR3/4 | 152.76 |
| INV_4-TR3/4 | 281.61 |
| INV_5-TR5/6 | 177.6 |
| INV_6-TR5/6 | 281.39 |
| INV_7-TR7/8 | 66.9 |
| INV_8-TR7/8 | 154.14 |
| INV_9-TR9/10 | 167.67 |
| INV_10-TR9/10 | 217.15 |
| INV_11-TR11/12 | 201.79 |
| INV_12-TR11/12 | 152.55 |
| INV_13-TR13 | 72.91 |

Los tramos de baja tensión corresponden al circuito interno de la planta que une los inversores con los transformadores de 20/4 kV con corriente alterna. El cableado del circuito de baja tensión de corriente continua no se ha tenido en cuenta, como se nombra en apartados anteriores.

Tabla 4. Longitudes de los tramos de media tensión de la instalación

| Tramo MT | Longitud [m] |
|----------------|--------------|
| POI-TR1/2 | 196.34 |
| TR1/2-TR3/4 | 169.11 |
| TR3/4-TR7/8 | 155.24 |
| TR7/8-TR13 | 353.76 |
| TR13-TR11/12 | 450.38 |
| TR11/12-TR9/10 | 263.56 |
| TR9/10-TR5/6 | 107.57 |
| TR5/6-POI | 554.1 |

Respecto a la longitud desde el POI hasta la línea de alta tensión se ha supuesto un valor mayor al que es en la realidad, al menos según la suposición de conexionado de la planta que se ha realizado. Esta suposición es con la finalidad de añadirle complejidad al ajuste suponiendo una instalación mucho más alejada de la red. La longitud que se ha tomado para este tramo es de 50km

Para las secciones de los cables se han aplicado tanto el criterio térmico como el de caída de tensión en los cables de baja tensión y media tensión.

7.2.1 Cálculo de la sección de los cables de baja tensión

Los cables del circuito de baja tensión conectan un inversor de 1MW, que como se ha comentado anteriormente simboliza 10 inversores de plantas de 100kW. A pesar de esta suposición para que los resultados obtenidos se aproximen más a la realidad, a la hora dimensionar las secciones se ha tenido en cuenta que existirían 10 cables conectando cada inversor y cada transformador, pudiéndose así repartir la corriente en paralelo.

Se ha elegido para este caso el modelo de cable «Retenax Flam N» [24], como material conductor el cobre y disposición sobre rejilla. Esta disposición se ha elegido tomando como referencia otras instalaciones de potencias similares.

Los cálculos se han realizado mediante programación en Python y el código se encuentra en el Anexo A. Código del cálculo de los cables de BT

7.2.1.1 Criterio térmico

Para la aplicación de criterio térmico, que utiliza el valor de la máxima intensidad admisible para el dimensionado, se han tomado las siguientes decisiones en el diseño:

- Se ha aplicado un factor de acoplamiento de 0.7 [25] debido a que en cada rejilla se transportarán 10 circuitos.
- Como valor de factor de potencia se ha tomado 0.81 basándose en la reactiva máxima que se puede inyectar a potencia nominal.

Con estas información, suponiendo el resto de los factores iguales a la unidad y la disponible en el catálogo de Prysmian de donde se ha obtenido este modelo de cable se ha calculado la sección que cumple el criterio, que en este caso de $3 \times 95 \text{mm}^2$

7.2.1.2 Criterio de caída de tensión

Partiendo del valor de sección anterior se procede a comprobar si cumple el criterio de caída de tensión que se basa en que en la longitud de todo el tramo esta caída no supere el 3% del valor nominal, que en este caso es de 400 V.

En el caso del circuito de baja tensión, la caída de tensión no se calculará mediante la fórmula que está en función de la resistividad y la reactancia, sino mediante un valor tabulado que mide la caída de tensión en [V/A km]. Debido a que se decidió que todos los cables de baja tensión debían tener la misma sección, para que se cumpla este criterio en todos la sección debe aumentar a $3 \times 185 \text{mm}^2$

7.2.2 Cálculo de la sección de los cables de media tensión

Los cables del circuito de baja tensión conectan los transformadores formando un anillo que, durante un funcionamiento normal, se abre entre el TR12 y TR13. La disposición de este circuito tiene 8 nodos correspondiente a los 6 trafos dobles de 20/0.4 kV, 1 trafa simple de 20/0.4kV y 1 trafa simple 66/20kV.

Se ha elegido para este caso el modelo de cable «Voltaine H Compact 12/20kV» [26] debido a que se dispone de un normalizado especial para las conexiones de Endesa, que es la gestora de la red canaria. Como material conductor el cobre y disposición soterrada. Esta disposición se ha elegido tomando como referencia otras instalaciones de potencias similares.

Lo cálculo se han realizado mediante programación en Python y el código se encuentra en el Anexo B. Código del cálculo de los cables de MT

7.2.2.1 Criterio térmico

Para el cálculo de la intensidades que utilizaremos para el dimensionamiento de los cables utilizaremos los dos casos más desfavorables en los que se puede encontrar la instalación en anillo que son fallos en:

- Tramo que une el POI y el TR1/2, a la derecha en la Ilustración 10
- Tramo que une el POI y el TR5/6, a la izquierda en la Ilustración 10

Ambas situaciones hacen un que haya un tramo del cable que soporte toda la intensidad que se produce en el campo fotovoltaico. Si soportan esta disposición podrán soportar cualquier otra, en caso de que sea necesario por algún tipo de fallo en la instalación.

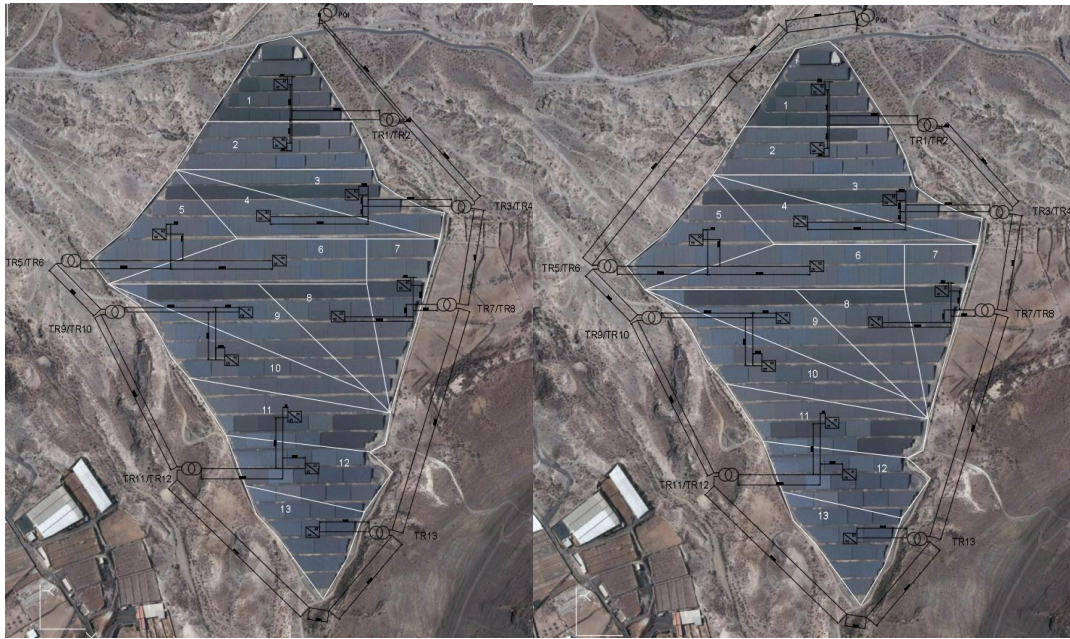


Ilustración 10. Casos límites aplicados en el criterio térmico en el anillo de media tensión

Durante el funcionamiento normal de la planta, la apertura por seccionador se dará en el tramo que un TR13 y TR11/12 (Ilustración 11), como ya se ha comentado anteriormente, debido a que así se conseguirá una distribución más equilibrada del paso de corriente y con ello se reducirán las pérdidas además de alargar la vida útil de los conductores.



Ilustración 11. Anillo de media tensión durante un funcionamiento normal de la planta

En el archivo de Python donde se ha realizado el cálculo de intensidades se ha introducido un condicional para que asigne a cada tramo la sección mínima admisible por el criterio térmico. Para cada caso se han obtenido valores distintos, como se puede ver en la Tabla 5

Tabla 5. Secciones de los cables de media tensión por tramos en mm²

| | POI-TR1/2 abierto | TR5/6-POI abierto | Funcionamiento normal |
|----------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| POI-TR1/2 | 25 | 300 | 90 |
| TR1/2-TR3/4 | 25 | 240 | 50 |
| TR3/4-TR7/8 | 35 | 150 | 25 |
| TR7/8-TR13 | 70 | 95 | 25 |
| TR13-TR11/12 | 95 | 70 | 25 |
| TR11/12-TR9/10 | 150 | 35 | 25 |
| TR9/10-TR5/6 | 240 | 25 | 35 |
| TR5/6-POI | 300 | 25 | 70 |

Una vez se han planteado las tres situaciones, se tomará en cada tramo la sección que cumpla el caso más restrictivo de los tres. Por lo tanto, las secciones según el criterio térmico quedan de la siguiente forma:

Tabla 6. Secciones resultado de aplicar el criterio térmico al anillo de media tensión

| | Sección cable [mm ²] |
|----------------|-------------------------------------|
| POI-TR1/2 | 300 |
| TR1/2-TR3/4 | 240 |
| TR3/4-TR7/8 | 150 |
| TR7/8-TR13 | 95 |
| TR13-TR11/12 | 95 |
| TR11/12-TR9/10 | 150 |
| TR9/10-TR5/6 | 240 |
| TR5/6-POI | 300 |

7.2.2.2 Criterio de caída de tensión

Partiendo del valor de sección anterior se procede a comprobar si cumple el criterio de caída de tensión que se basa en que en la longitud de todo el tramo esta caída no supere el 3% del valor nominal, que en este caso es de 20 kV.

En el caso del circuito de media tensión, la caída de tensión, a diferencia del caso de baja tensión, se calculará mediante la fórmula que está en función de la resistividad y la reactancia.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (\rho \cdot \cos\varphi + x \cdot \sen\varphi)$$

Una vez aplicado a todos los tramos se comprueba que en los tres casos se cumple el criterio de caída de tensión, ya que las caídas a lo largo de todo el tramo son menores al 3%.

Como criterio añadido se ha decidido que solo haya dos tipos de secciones en el anillo, para asemejarlo a instalaciones reales donde se compra el cableado por lotes. Por tanto, cumplido el criterio de caída de tensión y añadido este, las secciones quedan de la siguiente forma:

Tabla 7. Secciones definitivas tras aplicar el criterio térmico, de caída de tensión y el añadido de reducción de variedad de secciones

| | Sección cable [mm ²] |
|----------------|-------------------------------------|
| POI-TR1/2 | 300 |
| TR1/2-TR3/4 | 300 |
| TR3/4-TR7/8 | 150 |
| TR7/8-TR13 | 150 |
| TR13-TR11/12 | 150 |
| TR11/12-TR9/10 | 150 |
| TR9/10-TR5/6 | 300 |
| TR5/6-POI | 300 |

7.3 PYDGRID

Para la simulación de la red de distribución de la planta fotovoltaica se ha utilizado el recurso libre Pydgrid [23] que permite la realización de flujos de carga, donde los elementos son representados con coordenadas fasoriales. Una vez se instala en el procesador de código, se ejecuta una librería modificada con los datos de la instalación que permite obtener resultados del flujo de carga.

El código de esta simulación de la instalación se encuentra en el Anexo C. Código de modelado de la planta en PYDGRID En este código se encuentra la librería nombrada anteriormente donde se ha introducido la información de los elementos de la planta. Esta información es:

- Posición de los elementos
- Longitud, resistividad y reactancia de los conductores
- Valores de tensión por fase
- Valores de potencia tanto activa como reactiva de generadores y del STATCOM
- Transformadores
- Puestas a tierra

Una vez ejecutado el flujo de cargar sobre la librería generada, se puede graficar el resultado obteniendo Ilustración 12 donde se puede ver la distribución de los elementos además de la información sobre su estado.

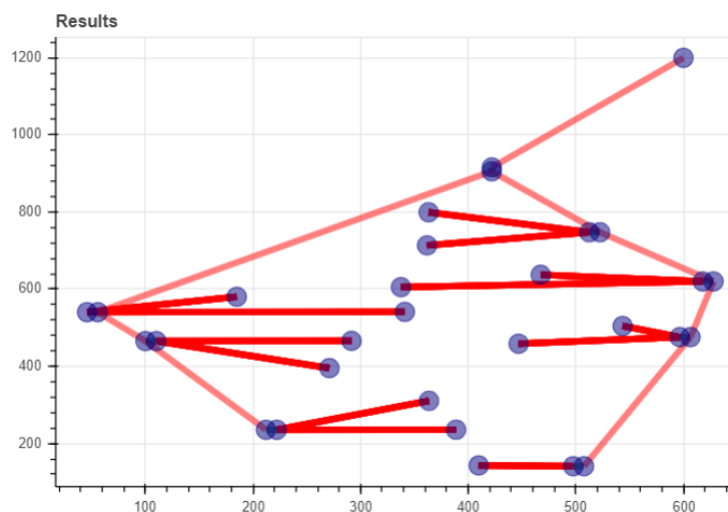


Ilustración 12. Esquema generado a partir de la librería modificada en Pydgrid

7.4 PPC centralizado

La primera de las dos configuraciones planteadas para el PPC es un sistema centralizado. El controlador es un tipo PI con compensación de reactiva en paralelo. Este PPC tendrá las siguientes características:

- Variables de entrada:
 - Tensión de referencia para el POI y tensión medida en el POI
 - Constantes K_p y K_i para el controlador PI
 - Referencia de tiempo
- Variables de salida:
 - Potencia activa y reactiva de los generadores
 - Potencia reactiva del STATCOM
- Sobreoscilación $< 1\%$
- Todos los generadores producen la misma potencia activa y reactiva

7.4.1 Controlador PI

La red modelada es algebraica y el método de simulación discreto debido a que la dinámica de los elementos que lo componen tienen una dinámica muy rápida y se puede aproximar a éste comportamiento. Además, se deben introducir tiempos de retraso para compensar los que se producen por los distintos elementos que componen la comunicación dentro de la planta y los periodos de transición. Se ha decidido que el tiempo que tarde en el PPC en recibir una medida de tensión del POI sea de 200 ms.

Se ha decidido que el controlador PI se tomará en su expresión discreta por aproximación rectangular [27], debido a que el paso es de 0.2 s. El valor que devuelve el controlador es el valor de la potencia reactiva que deben aportar los generadores para poder compensar la perturbación de la red. Este valor se ha limitado a 0.81 pu de la potencia nominal de los generadores, debido que es el valor que toma la reactiva al llegar a la S_{max} con $P_{nominal}$.

En el caso de que el controlador obtenga como resultado que se debe inyectar más reactiva que la que pueden aportar los generadores, este exceso de potencia reactiva lo proporcionará el STATCOM que se ubica en la parte de media tensión del transformador 66/20kV.

7.4.1.1 Cálculo de las constantes del controlador

Las constantes del PI se han calculado experimentalmente [28], en este caso por medio de las simulaciones. El proceso ha sido estimar unos valores iniciales e ir ajustándolos para cada una de las perturbaciones en la red que se quería controlar. De esta forma se ha conseguido obtener los siguientes valores de constantes para cada una de estas faltas o sobretensiones:

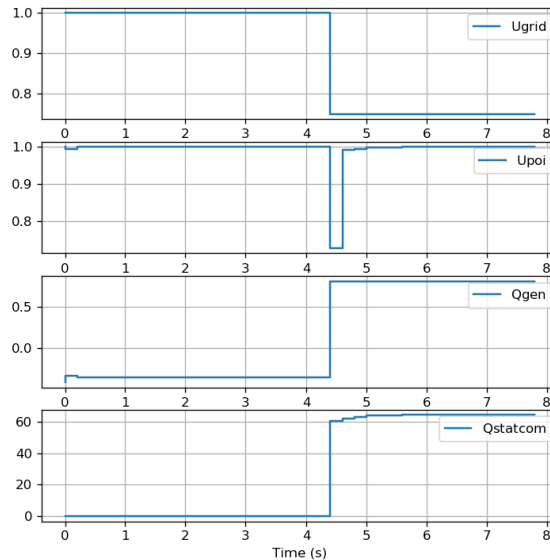
Tabla 8. Valores experimentales de K_p y K_i en función de ΔU_{GRID} [pu]

| ΔU_{GRID} [pu] | K_p | K_i | Sobreoscilación [%] | Tiempo estabilización [s] |
|------------------------|-------|-------|---------------------|---------------------------|
| 1 \rightarrow 1.13 | 0.05 | 45 | 0.009 | 0.4 |
| 1 \rightarrow 1.10 | 0.04 | 64 | 0.006 | 0.2 |
| 1 \rightarrow 1.05 | 0.03 | 70 | 0.001 | 0.2 |
| 1 \rightarrow 0.95 | 0.03 | 83 | 0 | 0.2 |
| 1 \rightarrow 0.90 | 0.05 | 96 | 0.004 | 0.2 |
| 1 \rightarrow 0.85 | 0.082 | 100 | 0 | 0.2 |
| 1 \rightarrow 0.80 | 0.15 | 103 | 0 | 0.2 |
| 1 \rightarrow 0.75 | 0.23 | 108 | Sobreamortiguado | 0.2 |

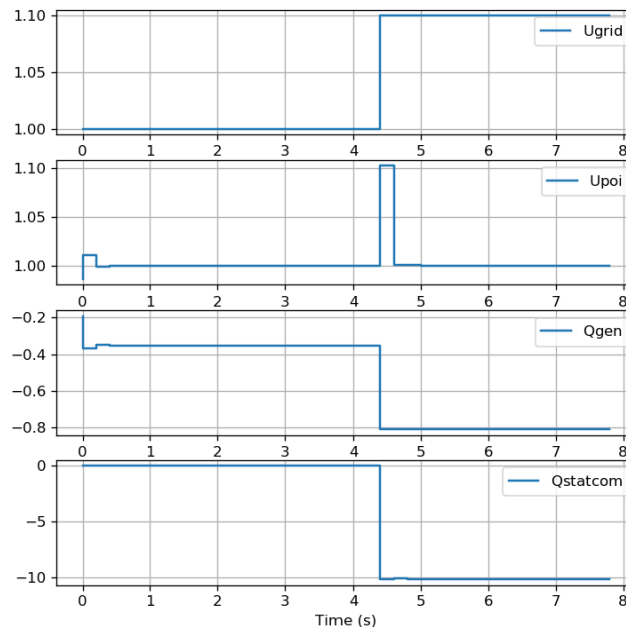
Para que el controlador asimilase de la mejor manera posible la perturbación se ha introducido un condicional que suministra al PI el valor de K_p y K_i en función de ΔU_{GRID} pudiéndose obtener así unas respuestas adecuadas. Todo el código del controlador se encuentra en el Anexo D. Código del controlador centralizado

7.4.2 Resultado de las simulaciones

El PI se ha puesto a prueba para verificar su funcionamiento y además comprobar el rango de control que abarca. Con el ajuste de variables en función se han obtenido las siguientes respuestas ante perturbaciones.



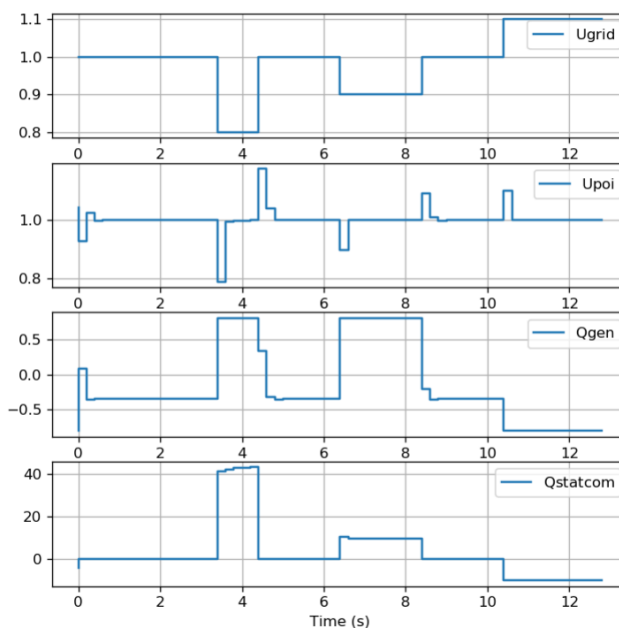
Gráfica 7. Comportamiento de los generadores y STATCOM ante una caída hasta 0.75pu con PPC centralizado



Gráfica 8. Comportamiento de los generadores y STATCOM ante una sobretensión de valor 1.1pu con PPC centralizado

El rango de funcionamiento que se ha podido establecer mediante este método y registrar en la Tabla 8 es desde caídas de tensión del 25% hasta subidas de tensión hasta el 13%, consiguiendo, excepto en este último caso de sobretensiones de 1.13pu, un establecimiento en 0.2s que es el mínimo que se puede registrar debido al retraso aplicado. Cabe aclarar que se ha tomado como tiempo de establecimiento el correspondiente al que tarda en establecerse en el valor de $\pm 1\%$ del valor nominal.

A modo de puesta a prueba se ha decidido simular una situación con múltiples perturbaciones en la tensión en la red, tanto sobretensiones como fallos de tensión, para comprobar cómo responde el controlador. En la Gráfica 9 se observa un comportamiento correcto ante esta serie de variaciones de tensión.



Gráfica 9. Comportamiento de los generadores y STATCOM ante múltiples perturbaciones con controlador centralizado

Se puede comprobar el funcionamiento ante distintas perturbaciones en la red dentro del rango nombrado en el Anexo E. Gráficas del funcionamiento con el PPC centralizado, donde se incluyen todas las gráficas obtenidas en la simulación de PCC centralizado.

7.5 PPC con controladores individuales

La segunda configuración planteada para el PPC es un sistema individualizado. Este sistema consta de dos niveles controladores PI. Por un lado, se encuentra un control más lento similar al caso centralizado donde la obtención de datos de medida se ve retrasada por los elementos intermediarios entre el controlador, medidores y actuadores. Por otro lado, el valor que genera este PI centralizado es enviado a PI individuales en cada uno de los inversores, los cuales pueden operar notablemente más rápido debido a que su medida de tensión y ajuste es local, es decir, miden y actúan sobre la tensión de salida del inversor. Este PPC tendrá las siguientes características:

- Variables de entrada del PI centralizado:
 - Tensión de referencia para el POI y tensión medida en el POI
 - Constantes $K_{p,POI}$ y $K_{i,POI}$ para el controlador PI
 - Referencia de tiempo
- Variables de salida del PI centralizado:
 - Valor de referencia para el PI individual
- Variables de entrada del PI individual
 - Tensión de referencia para la salida del inversor y tensión medida a la salida del inversor
 - Referencia generada por el PI centralizado sobre la diferencia de tensión en el POI
 - Constantes $K_{p,gen}$ y $K_{i,gen}$ para el controlador PI

- Variables de salida del PI individual
 - Potencia reactiva del generador
 - Potencia reactiva excedente para ser producida por el STATCOM
- Sobreoscilación $< 1\%$
- Cada generador controla su punto de funcionamiento
- Hay que evitar el acoplamiento entre generadores

7.5.1 Controladores PI

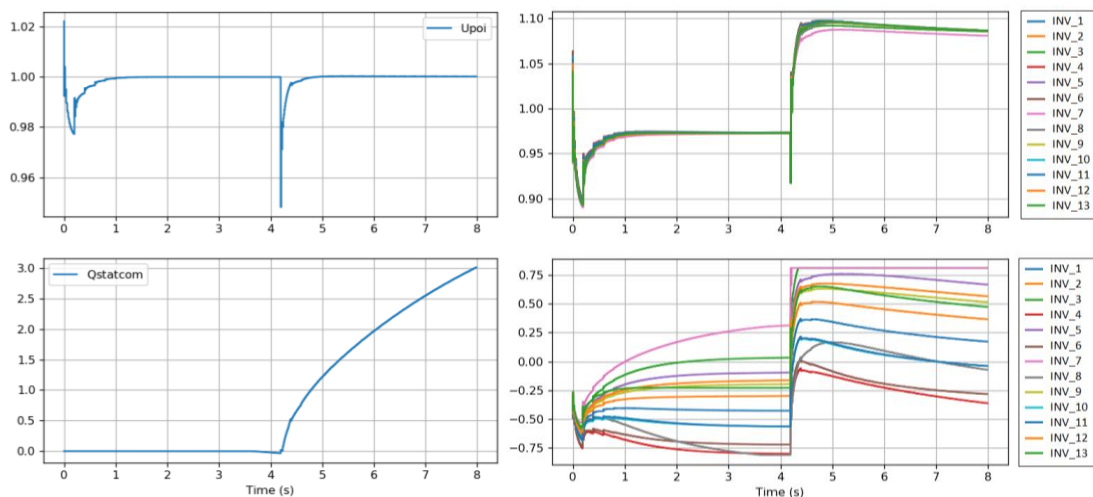
Como la red modelada sigue siendo algebraica y método de simulación discreto se deben introducir tiempos de retraso para compensar los retrasos por los elementos que componen la comunicación y los periodos de transición. Se mantenido el tiempo que tarda en el PPC en recibir una medida de tensión del POI en 200 ms. El paso de tiempo entre ejecución de los PI individuales es de 20ms, a pesar de que en la realidad se están consiguiendo tiempos de ejecución de 50 μ s, pero al no tener un sistema dinámico continuo se debe añadir cierto grado de retraso para poder asemejarse más a la realidad.

Se ha decidido que el controlador PI se tomará en su expresión discreta por aproximación rectangular [27], tanto para el PI centralizado como para el PI individual. El valor que devuelve el controlador centralizado es un valor de referencia para el PI individual basado en la diferencia entre la tensión de referencia y la tensión medida en el POI. Este valor es enviado a cada uno de los controladores individuales que trabajan con esa referencia constante durante 20 ejecuciones, debido a la diferencia de frecuencias de ejecución. El PI individual con este valor de referencia, además de los valores de tensión de referencia a la salida del inversor y la tensión medida a la salida del inversor obtiene como salida el valor de la potencia reactiva que deben aportar los generadores para poder compensar la perturbación de la red. Este valor se ha limitado a 0.81pu igual que en el caso anterior.

En el caso de que el controlador individual obtenga como resultado que se debe inyectar más reactiva que la que pueden aportar ese generador, este exceso de potencia reactiva lo proporcionará el STATCOM. A diferencia del caso anterior, no todos los generadores aportarán la misma reactiva, pero si es importante que no se generen interferencias entre ellos.

7.5.1.1 Control de las interferencias

Se debe implementar algún sistema o criterio para evitar las interferencias entre controladores individuales. Esto se debe a que, si no se hace, se acoplan entre ellos: la reactiva que produce uno la consume otro, generando una rápida saturación en algunos y un uso excesivo del STATCOM, como se puede observar en la Gráfica 10 de este sistema previa incorporación de un criterio para las interferencias.

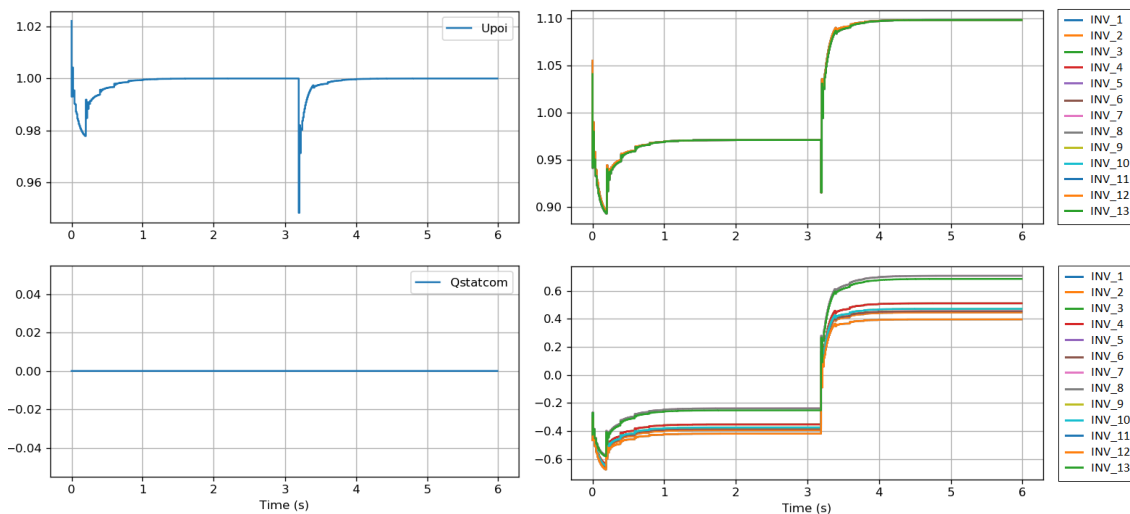


Gráfica 10. Funcionamiento del sistema con problemas de acoplamiento $U_{GRID} = 0.95$ pu. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva en los inv.

Ante una perturbación la red de caída de tensión a 0.95pu, el controlador responde rápidamente y consigue estabilizar la tensión en el valor indicado, pero el funcionamiento no es correcto debido a las interferencias. Se puede observar en la gráfica de reactiva en los inversores como en una situación normal de 1pu de tensión en la red ya aparecen generadores que inyectan una reactiva considerable, aproximadamente 0.3 pu, y otros que la están consumiendo casi llegando al límite de -0.81 pu.

Posteriormente, cuando se da la falta, mientras algunos generadores llegan a su límite de generación de reactiva otros se quedan muy por debajo y este acoplamiento hace que cada vez produzcan menos, llegando incluso a consumir reactiva y hacienda que el STATCOM trabaje de forma cada vez mayor.

La solución planteada en este caso es modificar el código de ejecución del controlador, reduciendo así el número de controladores individuales. Se ha ajustado el funcionamiento de los inversores que inyectan en la misma barra y conectan con el mismo transformador. Así se pasa de 13 controladores individuales a 7. Esta decisión se ha tomado basada en el hecho de que los pares de inversores que inyectaban y consumían valores similares de reactiva eran los que se encontraban conectados en paralelo en baja tensión.



Gráfica 11. Funcionamiento del sistema sin problemas de acoplamiento ante una tensión de red de 0.95pu. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva de los inversores.

Mediante esta modificación de la distribución de los controladores se consigue mejorar el comportamiento y evitar estas interferencias. Como se observa en la Gráfica 11, no se produce ninguna situación donde haya inversores inyectando reactiva y otros consumiendo. Además, el STATCOM permanece sin funcionar, ya que con la potencia reactiva de los generadores es suficiente. Esta implementación se puede observar en el Anexo F. Código del controlador individual donde se encuentra el código del controlador. Se encuentra en forma de condicional controlado por la variable «acople».

7.5.1.2 Cálculo de las constantes de los controladores

Las constantes de ambos PI se han calculado experimentalmente [28], al igual que en el caso anterior por medio de las simulaciones. El proceso ha sido estimar unos valores iniciales e ir ajustándolos para cada una de las perturbaciones en la red que se quería controlar. En este caso el ajuste ha sido más complejo debido a la interacción entre ambos niveles de PI, aunque se ha dispuesto de una referencia para los valores de las constantes del PI centralizado obtenidas de la configuración anterior. De esta forma se ha conseguido obtener los siguientes valores de constantes del PI centralizado y de los PI individuales para cada una de estas faltas o sobretensiones:

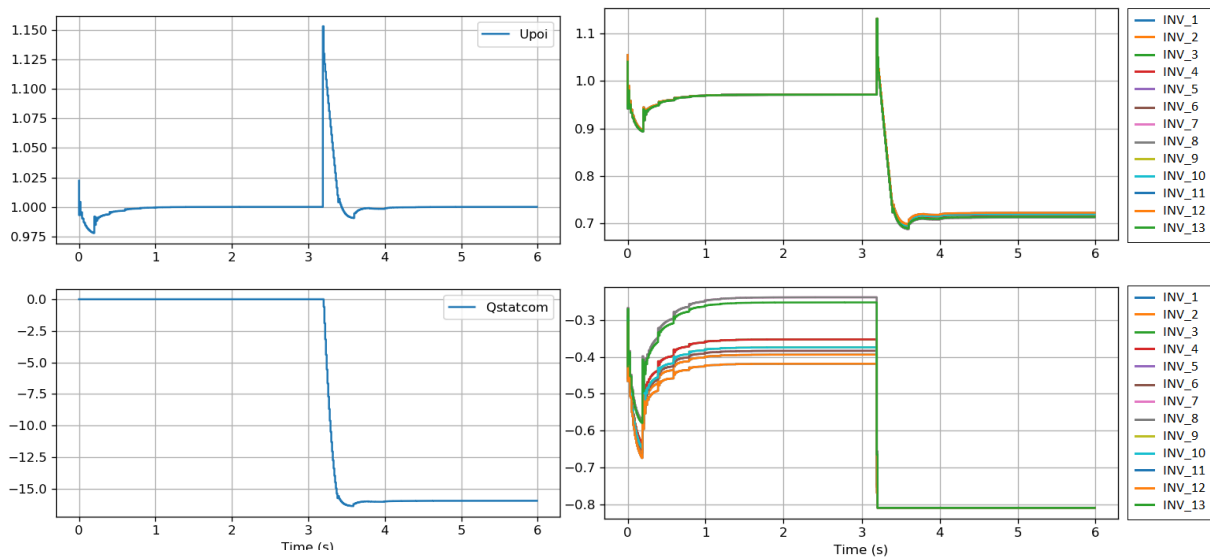
Tabla 9. Valores experimentales de $K_{p,POI}$, $K_{i,POI}$, $K_{p,gen}$ y $K_{i,gen}$ en función de ΔU_{GRID} [pu]

| ΔU_{GRID} [pu] | $K_{p,POI}$ | $K_{i,POI}$ | $K_{p,gen}$ | $K_{i,gen}$ | Sobreooscilación [%] | Tiempo estabilización [s] |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------------|---------------------------|
| 1 → 1.15 | 0.5 | 9 | 0.5 | 50 | 0.9 | 0.19 |
| 1 → 1.10 | 0.3 | 10 | 2 | 80 | 0.6 | 0.13 |
| 1 → 1.05 | 0.3 | 11 | 2 | 80 | 0.01 | 0.09 |
| 1 → 0.95 | 0.3 | 11 | 2 | 80 | Sobreamortiguado | 0.1 |
| 1 → 0.90 | 0.5 | 11 | 0.5 | 110 | 0.6 | 0.12 |
| 1 → 0.85 | 0.5 | 10 | 0.5 | 110 | 0.8 | 0.16 |
| 1 → 0.80 | 0.8 | 8 | 0.1 | 120 | 0.02 | 0.17 |
| 1 → 0.76 | 1 | 7.5 | 0.1 | 120 | 0.3 | 0.17 |

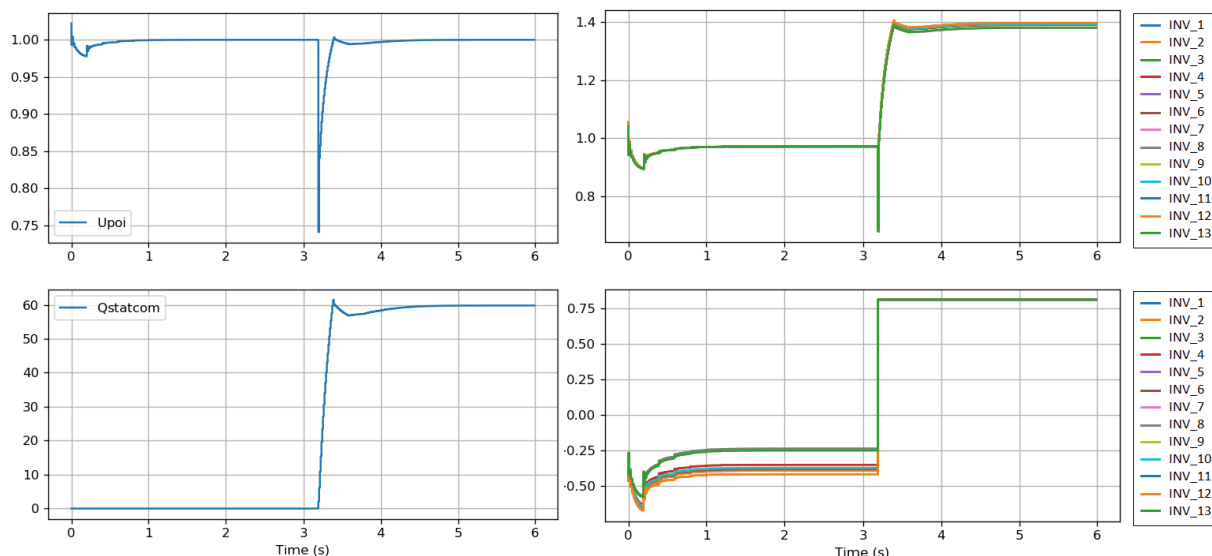
Para que el controlador asemejase de la mejor manera posible la perturbación se ha introducido un condicional que administra al PI centralizado los valores de $K_{p,POI}$ y $K_{i,POI}$ y a los individuales los valores de $K_{p,gen}$ y $K_{i,gen}$ en función de ΔU_{GRID} pudiéndose obtener así unas respuestas adecuadas.

7.5.2 Resultado de las simulaciones

El PI se ha puesto a prueba para verificar su funcionamiento y además comprobar el rango de control que abarca. Con el ajuste de variables en función se han obtenido las siguientes respuestas ante perturbaciones en los casos más extremos conseguidos: 1.15 pu y 0.76 pu



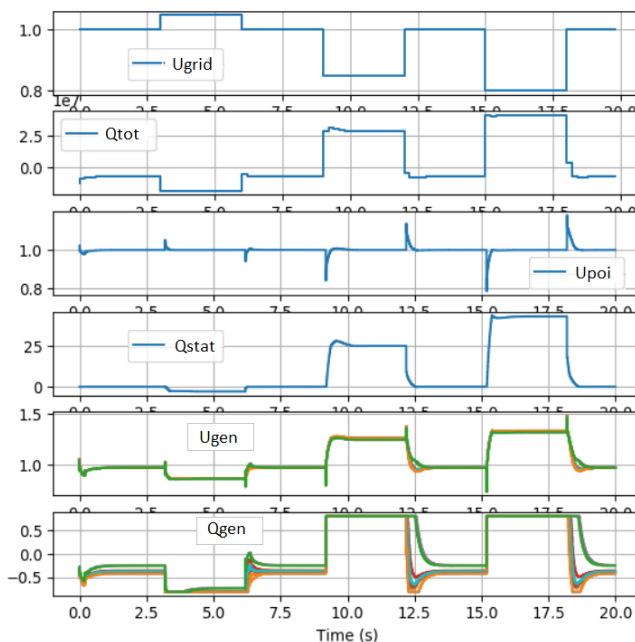
Gráfica 12. Funcionamiento del sistema ante la mayor sobretensión conseguida de valor 1.15pu. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva de los inversores.



Gráfica 13. Funcionamiento del sistema ante la mayor caída de tensión conseguida de valor 0.76 pu. Las gráficas son de tensión en el POI, potencia reactiva del STATCOM, tensión en los inversores y potencia reactiva de los inversores.

En ambos casos se puede observar una rápida respuesta del controlador y un ajuste adecuado al valor de referencia. Debido a los valores de las perturbaciones, en ambas situaciones los generadores llegan a su máximo valor de reactiva, ya sea inyectando o consumiéndola. A pesar de ser las respuestas que más han tardado en llegar al valor objetivo, ambos tiempos de establecimiento son menores a 0.2s. En perturbaciones de la red de menor magnitud, se han conseguido tiempos de establecimiento de 0.1s.

Al igual que en el caso centralizado se ha querido poner a prueba el funcionamiento del controlador exponiéndolo a una serie de perturbaciones que incluyen tanto sobretensiones como faltas de tensión.



Gráfica 14. Comportamiento de la instalación ante múltiples perturbaciones con controlador individual

Se observa en la Gráfica 14 una respuesta correcta ante las perturbaciones. Las respuestas ante perturbaciones para cada uno de los valores que se indican en la Tabla 9 se pueden revisar en el Anexo G. Gráficas del funcionamiento con el PPC individual

7.6 Comparación de las configuraciones

Una vez se han obtenido los resultados de ambas configuraciones se puede realizar una comparación de las exigencias que debían cumplir.

En primer lugar, la velocidad de estabilización de la tensión en el POI en ambos controladores es correcta, obteniéndose en el caso de los controladores individuales una respuesta más rápida que en centralizado. Cabe destacar que el centralizado ha obtenido el valor de la tensión objetivo en el mínimo tiempo que le era posible, pero el individual al tener una frecuencia de ejecución mayor ha conseguido estabilizar la tensión en un intervalo menor al paso del centralizado.

En segundo lugar, la sobreoscilación en ambos ha sido mínima cumpliendo fácilmente con el criterio que limitaba este valor al 1%

En tercer lugar, el control del STATCOM en ambas configuraciones es correcto, sin llegarse a abusar de su utilización en situaciones de la red que no lo querían. A pesar de que ambas sean correctas, se ha observado que en determinadas situaciones el control individual puede llegar a demandar la utilización del STATCOM cuando había generadores sin llegar su límite de inyección o consumo de reactiva.

En cuarto lugar, la complejidad del código es notablemente mayor en el individual que en el centralizado. Esto se debe a las interferencias que se pueden dar entre ellos, necesitando de criterios para evitar este acoplamiento.

7.7 Conclusiones

Actualmente va en aumento la demanda de controladores PPC que regulen, además de la tensión, muchas otras magnitudes debido a que cada vez las normativas son más exigentes con los generadores eléctricos, concretamente con los renovables.

La tendencia que existe en las empresas que se dedican a la programación e instalación de estos controladores en la plantas se inclina de forma general hacia un control centralizado, siendo las instalaciones que optan por configuración individual prácticamente anecdóticas. A pesar de que los controladores con los que trabajan este tipo de empresas son más complejos que el que se presenta en este documento, se puede observar que quizás la alternativa de una configuración de controladores individuales puede resultar interesante a la hora de obtener respuestas más rápidas, aunque esto suponga tener sistemas que eviten las interferencias entre los mismos.

7.8 Aspectos de mejora

Durante la realización de la programación, como en el análisis de resultados se han ido encontrando varias aspectos que pueden suponer una posible mejora en la que trabajar. Algunos de estos aspectos se basan en la adaptación mejor el PPC a la normativa vigente y otros para mejorar las propiedades de controlador. Estas ideas para la seguir trabajado son:

- Ajustar el funcionamiento para no sobredimensionar el STATCOM.
- Añadirle comportamiento dinámico continuo a los elementos que componen VSC con un sistema algebraico-diferencia (DAE), manteniendo el dinámico discreto para los sistemas de comunicación.
- Aumentar rango de funcionamiento del control de tensión añadiendo un controlador PID para perturbaciones más extremas.
- Ajustar el valor de las constantes en función del punto de partida y la variación de la tensión.
- Abordar otros parámetros de control como puede ser la frecuencia.
- Añadir un ramp rate control para evitar inyectar la corriente reactiva máxima en los inversores, como se establece en algunas normativas
- Realizar simulaciones con variaciones de potencia activa

- Utilizar otros sistemas de control de la generación para poder asegurar el suministro BESS y SVC.
- En configuración de PPC individuales utilizar como valor de referencia y medida la salida a media tensión del transformador al que se conecta el inversor en lugar del valor de tensión de baja.

Anexo A. Código del cálculo de los cables de BT

```
#!/usr/bin/env python
# coding: utf-8
## Cálculo de secciones de baja y media tensión
#
# Datos:
#
# Tensión de baja= 230/400 V
#
# Tension interna=20kV
#
# Tensión de salido=66kV
#
# P_inversor=1 MW (suposición, porque en realidad es la representación de 10 inversores de 100kW)

# In[2]:

#ZONA 1 y 2
l_1=(6.21+51.46)*1e-3
l_2=(7.57+34.51)*1e-3
l_1u2=(126.16)*1e-3
#ZONA 3 y 4
l_3=(13.51+16.59)*1e-3
l_4=(143.55+15.4)*1e-3
l_3u4=(122.66)*1e-3
#ZONA 5 y 6
l_5=(6.67+39.12)*1e-3
l_6=(149.58)*1e-3
l_5u6=(131.81)*1e-3
#ZONA 7 y 8
l_7=(3.54+27.87)*1e-3
l_8=(100.21+18.44)*1e-3
l_7u8=(35.49)*1e-3
#ZONA 9 y 10
l_9=(34.29)*1e-3
l_10=(13.36+70.41)*1e-3
l_9u10=(133.38)*1e-3
#ZONA 11 y 12
l_11=(7.4+74.76)*1e-3
l_12=(32.92)*1e-3
l_11u12=(119.63)*1e-3
#ZONA 13
l_13=(72.91)*1e-3

# In[3]:

import numpy as np

# In[7]:
```

#Este es el cálculo de cada uno de los 10 cables que van desde el inversor hasta el trafo
 $P=1e5$ #W en realidad de ese punto sale 1MW pero para simbolizar los 10 cables se hará la división a 1MW por cable (que en la realidad es así, son 10 inversores)

```
U_bt=400 #V
fdp=0.81 #En realidad sería 0 pero hasta preguntar voy a suponer 0,9
S=P/fdp #VA
Q=np.sin(np.arccos(fdp))*S
I=S/(np.sqrt(3)*U_bt)
```

```
# In[8]:
```

```
print('P=',P,['W']\n"U_bt=",U_bt,['V']\n"fdp=",fdp,\n"S=",S,['VA']\n"Q=",Q,['VA']\n"I=",I,['A'])
```

```
# A partir del valor de 160.375 A hay que elegir la sección de cable adecuada.
```

```
#
# RENTAX FLAM N
#
# Material: cobre (para reducir las pérdidas)
#
#
# Profundidad: sobre rejilla
#
#
# Acoplamiento: 0.7 (UNE 20460-5-523:240
https://mestrecasa.gva.es/c/document\_library/get\_file?folderId=500013337810&name=DLFE-787208.pdf)
```

```
# In[6]:
```

```
k_term=1
k_prof=1
k_acop=0.7
k_resterm=1
I_tabla=259 #(3x95mm Cu)
I_corr=I_tabla*k_term*k_prof*k_acop*k_resterm
print(I_corr)
```

```
#### CUMPLE EL CRITERIO TÉRMICO
```

```
# Para este caso, la caída de tensión no se calculará mediante la fórmula, sino mediante el dato de caída en [V/A km]
```

```
# In[6]:
```

```
dif_u=0.42
Caida_U_1=(l_1+l_1u2)*I*dif_u
Caida_U_2=(l_2+l_1u2)*I*dif_u
Caida_U_3=(l_3+l_3u4)*I*dif_u
Caida_U_4=(l_4+l_3u4)*I*dif_u
Caida_U_5=(l_5+l_5u6)*I*dif_u
Caida_U_6=(l_6+l_5u6)*I*dif_u
Caida_U_7=(l_7+l_7u8)*I*dif_u
Caida_U_8=(l_8+l_7u8)*I*dif_u
Caida_U_9=(l_9+l_9u10)*I*dif_u
Caida_U_10=(l_10+l_9u10)*I*dif_u
Caida_U_11=(l_11+l_11u12)*I*dif_u
Caida_U_12=(l_12+l_11u12)*I*dif_u
Caida_U_13=l_13*I*dif_u
```

```
# In[7]:
```

```
Caida_U_1_pc=Caida_U_1/U_bt*100
```

```

Caida_U_2_pc=Caida_U_2/U_bt*100
Caida_U_3_pc=Caida_U_3/U_bt*100
Caida_U_4_pc=Caida_U_4/U_bt*100
Caida_U_5_pc=Caida_U_5/U_bt*100
Caida_U_6_pc=Caida_U_6/U_bt*100
Caida_U_7_pc=Caida_U_7/U_bt*100
Caida_U_8_pc=Caida_U_8/U_bt*100
Caida_U_9_pc=Caida_U_9/U_bt*100
Caida_U_10_pc=Caida_U_10/U_bt*100
Caida_U_11_pc=Caida_U_11/U_bt*100
Caida_U_12_pc=Caida_U_12/U_bt*100
Caida_U_13_pc=Caida_U_13/U_bt*100

```

```
# In[8]:
```

```

print(Caida_U_1_pc,'\n',Caida_U_2_pc,'\n',Caida_U_3_pc,'\n',Caida_U_4_pc,'\n',Caida_U_5_pc,'\n',Caida_U_6_pc,'\n',Caida_U_7_pc,'\n',Caida_U_8_pc,'\n',Caida_U_9_pc,'\n',Caida_U_10_pc,'\n',Caida_U_11_pc,'\n',Caida_U_12_pc,'\n',Caida_U_13_pc)

```

```
# Hay que aumentar la sección para no superar el 3%
```

```
# RETENAX FLAM N
```

```
#
```

```
# Material: cobre (para reducir las pérdidas)
```

```
#
```

```
#
```

```
# Profundidad: sobre rejilla
```

```
#
```

```
#
```

```
# Acoplamiento: 0.7 (UNE 20460-5-523:240
```

```
https://mestreacasa.gva.es/c/document\_library/get\_file?folderId=500013337810&name=DLFE-787208.pdf)
```

```
# In[9]:
```

```

k_term=1
k_prof=1
k_acop=0.7
k_resterm=1
I_tabla=391 #(3x185mm Cu)
I_corr=I_tabla*k_term*k_prof*k_acop*k_resterm
print(I_corr)

```

```
# In[10]:
```

```

dif_u=0.26
Caida_U_1=(l_1+l_1u2)*I*dif_u
Caida_U_2=(l_2+l_1u2)*I*dif_u
Caida_U_3=(l_3+l_3u4)*I*dif_u
Caida_U_4=(l_4+l_3u4)*I*dif_u
Caida_U_5=(l_5+l_5u6)*I*dif_u
Caida_U_6=(l_6+l_5u6)*I*dif_u
Caida_U_7=(l_7+l_7u8)*I*dif_u
Caida_U_8=(l_8+l_7u8)*I*dif_u
Caida_U_9=(l_9+l_9u10)*I*dif_u
Caida_U_10=(l_10+l_9u10)*I*dif_u
Caida_U_11=(l_11+l_11u12)*I*dif_u
Caida_U_12=(l_12+l_11u12)*I*dif_u
Caida_U_13=l_13*I*dif_u

```

```
# In[11]:
```

```

Caida_U_1_pc=Caida_U_1/U_bt*100
Caida_U_2_pc=Caida_U_2/U_bt*100
Caida_U_3_pc=Caida_U_3/U_bt*100
Caida_U_4_pc=Caida_U_4/U_bt*100
Caida_U_5_pc=Caida_U_5/U_bt*100
Caida_U_6_pc=Caida_U_6/U_bt*100
Caida_U_7_pc=Caida_U_7/U_bt*100
Caida_U_8_pc=Caida_U_8/U_bt*100
Caida_U_9_pc=Caida_U_9/U_bt*100
Caida_U_10_pc=Caida_U_10/U_bt*100
Caida_U_11_pc=Caida_U_11/U_bt*100
Caida_U_12_pc=Caida_U_12/U_bt*100
Caida_U_13_pc=Caida_U_13/U_bt*100

```

```
# In[12]:
```

```

print(Caida_U_1_pc,\n',Caida_U_2_pc,\n',Caida_U_3_pc,\n',Caida_U_4_pc,\n',Caida_U_5_pc,\n',Caida_U_6_pc,\n',Caida_U_7_pc,\n',
n',Caida_U_8_pc,\n',Caida_U_9_pc,\n',Caida_U_10_pc,\n',Caida_U_11_pc,\n',Caida_U_12_pc,\n',Caida_U_13_pc)

```

```
##### CUMPLE EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN < 3%
```

Anexo B. Código del cálculo de los cables de MT

```

## CALCULO DE SECCIÓN DEL ANILLO DE MT
#
# TENSIÓN MT= 20 KV
#
# DISPOSICIÓN EN ANILLO
#
# 8 NODOS 13 TRAFOS 0.4/20 (6 DOBLES Y 1 SIMPLE) 1TRAFO 20/66
#
# CABLE AL VOLTALENE H COMPACT 12/20 kV, 18/30 kV ESTRUCTURA DEL CABLE NORMALIZADO POR ENDESA
(NUEVO DISEÑO) PAG 67 CATÁLOGO PRYSMIAN MT
#
# PROPIEDADES EN TABLA PAG 122
#
# SOTERRADO SIMPLEMENTE ENTERRADO
#
# PROFUNDIDAD 0.8
#
# FDP=0.9 (NO ESTOY SEGURO)

# In[13]:

fdp=0.9
cos_phi=0.9
sen_phi=np.sin(np.arccos(fdp))
p_gen=1000000 #potencia por trafo, en los casos de trafos dobles su p se multiplicará por dos
s_gen=p_gen/fdp
q_gen=np.sin(np.arccos(fdp))*s_gen
v_mv=20000

#Datos de la zona:

F_1=1.04 #Temperatura del terreno con un valor de 20 °C
F_2=0.98 #Profundidad de la instalacion a 1.25
F_3=0.96 #Temperatura del aire, con un valor máximo diario medio de 30
F_4=1 #lo he cambiado a 1 porque solo hay un termo del mismo circuito, pero estaba en 0.86)Factor de agrupamiento para d=0.4 y
cables directamente enterrados
F_tot=F_1*F_2*F_3*F_4

```

```

print('v_mv=',v_mv,['V']np_gen=',p_gen,['W']ns_gen=',s_gen,['VA']nq_gen=',q_gen,['VAr'])

#### TRAMOS DE MT

# In[14]:

tramo_POI_tr1=196.34 #tramo_mt(0)
tramo_tr1_tr3=169.11 #tramo_mt(1)
tramo_tr3_tr7=155.24 #tramo_mt(2)
tramo_tr7_tr13=353.76 #tramo_mt(3)
tramo_tr13_tr11=450.38 #tramo_mt(4)
tramo_tr11_tr9=263.56 #tramo_mt(5)
tramo_tr9_tr5=107.57 #tramo_mt(6)
tramo_tr5_POI=554.1 #tramo_mt(7)

# In[15]:

longitudes=np.array([tramo_POI_tr1,tramo_tr1_tr3,tramo_tr3_tr7,tramo_tr7_tr13,tramo_tr13_tr11,tramo_tr11_tr9,tramo_tr9_tr5,tramo_
tr5_POI])

# In[16]:

for x in range(8):
    print(f'tramo_mt({x})={longitudes[x]:0.2f} m')

### Intesidades
#
# Para el calculo de la intensidades que utilizaremos para el dimensionamiento de los cables utilizaremos los dos casos más
desfavorables en los que se puede encontrar la instalación en anillo que son fallos en:
#
# -Tramo que une el POI y el TR1/2
#
# -Tramo que une el POI y el TR5/6
#
# Ambas situaciones hacen un que haya un tramo del cable que soporte toda la intensidad que se produce en el campo fotovoltaico.
#
# Durante el funcionamiento normal de la planta, la apertura por seccionador se dará en el tramo que un TR13 y TR11/12 ya que así se
conseguirá una distribución más equilibrada del paso de corriente y con ello se reducirán las pérdidas además de alargar la vida útil de
los conductores.

#### Primer caso: fallo en el tramo que une POI y el TR1/2
# ### _Criterio térmico_

# In[17]:

intensidad_POImv_tr1=0*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv) #Circula 0A porque está encircuito abierto
intensidad_tr1_tr3=2*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr3_tr7=4*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr7_tr13=6*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr13_tr11=7*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr11_tr9=9*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr9_tr5=11*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr5_POImv=13*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)

intensidades=np.array([intensidad_POImv_tr1,intensidad_tr1_tr3,intensidad_tr3_tr7,intensidad_tr7_tr13,intensidad_tr13_tr11,intensidad
_tr11_tr9,intensidad_tr9_tr5,intensidad_tr5_POImv])

# In[18]:

```



```

for x in range(8):
    print(f'intensidades({x})={intensidades[x]:0.2f} A')

# In[19]:

intens_400mm=495*F_tot
intens_300mm=450*F_tot
intens_240mm=410*F_tot
intens_185mm=360*F_tot
intens_150mm=325*F_tot
intens_120mm=295*F_tot
intens_95mm=260*F_tot
intens_70mm=225*F_tot
intens_50mm=180*F_tot
intens_35mm=155*F_tot
intens_25mm=130*F_tot

# In[20]:

secciones=np.array(range(8), dtype=float)

for x in range(8):
    if intens_25mm >= intensidades[x]:
        secciones[x]= 25 #mm
    elif intens_25mm < intensidades[x] <=intens_35mm:
        secciones[x]= 35 #mm
    elif intens_35mm < intensidades[x] <=intens_50mm:
        secciones[x]= 50 #mm
    elif intens_50mm < intensidades[x] <=intens_70mm:
        secciones[x]= 70 #mm
    elif intens_70mm < intensidades[x] <=intens_95mm:
        secciones[x]= 95 #mm
    elif intens_95mm < intensidades[x] <=intens_120mm:
        secciones[x]= 120 #mm
    elif intens_120mm < intensidades[x] <=intens_150mm:
        secciones[x]= 150 #mm
    elif intens_150mm < intensidades[x] <=intens_185mm:
        secciones[x]= 185 #mm
    elif intens_185mm < intensidades[x] <=intens_240mm:
        secciones[x]= 240 #mm
    elif intens_240mm < intensidades[x] <=intens_300mm:
        secciones[x]= 300 #mm
    elif intens_300mm < intensidades[x] <=intens_400mm:
        secciones[x]= 400 #mm
    else:
        secciones[x]= 10000000 #este valor es para alertar que no vale las secciones menores de 400mm"

# In[21]:

for x in range(8):
    print(f'secciones({x})={secciones[x]:0.2f} mm')

##### _Caida de tensión_

# In[22]:

caida_tension=np.array(range(9), dtype=float)

```

```

#Resistencia a 50hz
r_25mm=0.918
r_35mm=0.663
r_50mm=0.490
r_70mm=0.339
r_95mm=0.245
r_120mm=0.195
r_150mm=0.159
r_185mm=0.127
r_240mm=0.098
r_300mm=0.078
r_400mm=0.062
#Reactancia a 50hz
x_25mm=0
x_35mm=0.146
x_50mm=0.138
x_70mm=0.130
x_95mm=0.125
x_120mm=0.12
x_150mm=0.117
x_185mm=0.112
x_240mm=0.119
x_300mm=0.104
x_400mm=0.101

# In[23]:

for x in range(8):
    if secciones[x] == 25:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_25mm*cos_phi+x_25mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 35:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_35mm*cos_phi+x_35mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 50:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_50mm*cos_phi+x_50mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 70:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_70mm*cos_phi+x_70mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 95:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_95mm*cos_phi+x_95mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 120:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_120mm*cos_phi+x_120mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 150:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_150mm*cos_phi+x_150mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 185:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_185mm*cos_phi+x_185mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 240:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_240mm*cos_phi+x_240mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 300:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_300mm*cos_phi+x_300mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 400:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_400mm*cos_phi+x_400mm*sen_phi)
    else:
        secciones[x]=0

# In[24]:

for x in range(8):
    print(f'caida_tension({x})={caida_tension[x]:0.2f} V')

# In[25]:

caida_tension_caso_1=(caida_tension[0]+caida_tension[1]+caida_tension[2]+caida_tension[3]+caida_tension[4]+caida_tension[5]+caid
a_tension[6]+caida_tension[7])/20000*100

```

```

print(f'caida tension en el primer caso es = {caida_tension_caso_1:0.2f} %')

# Se cumple el criterio de caida de tensión < 3%

#### Segundo caso: fallo en el tramo que une POI y el TR5/6
# #### _Criterio térmico_

# In[26]:

intensidad_POImv_tr1=13*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv) #Circula 0A porque está encircuito abierto
intensidad_tr1_tr3=11*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr3_tr7=9*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr7_tr13=7*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr13_tr11=6*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr11_tr9=4*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr9_tr5=2*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr5_POImv=0*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)

intensidades=np.array([intensidad_POImv_tr1,intensidad_tr1_tr3,intensidad_tr3_tr7,intensidad_tr7_tr13,intensidad_tr13_tr11,intensidad
_tr11_tr9,intensidad_tr9_tr5,intensidad_tr5_POImv])

# In[27]:

for x in range(8):
    print(f'intensidades({x})={intensidades[x]:0.2f} A')

# In[28]:

intens_400mm=495*F_tot
intens_300mm=450*F_tot
intens_240mm=410*F_tot
intens_185mm=360*F_tot
intens_150mm=325*F_tot
intens_120mm=295*F_tot
intens_95mm=260*F_tot
intens_70mm=225*F_tot
intens_50mm=180*F_tot
intens_35mm=155*F_tot
intens_25mm=130*F_tot

# In[29]:

secciones=np.array(range(8), dtype=float)

for x in range(8):
    if intens_25mm >= intensidades[x]:
        secciones[x]= 25 #mm
    elif intens_25mm < intensidades[x] <=intens_35mm:
        secciones[x]= 35 #mm
    elif intens_35mm < intensidades[x] <=intens_50mm:
        secciones[x]= 50 #mm
    elif intens_50mm < intensidades[x] <=intens_70mm:
        secciones[x]= 70 #mm
    elif intens_70mm < intensidades[x] <=intens_95mm:
        secciones[x]= 95 #mm
    elif intens_95mm < intensidades[x] <=intens_120mm:
        secciones[x]= 120 #mm
    elif intens_120mm < intensidades[x] <=intens_150mm:
        secciones[x]= 150 #mm

```

```

elif intens_150mm < intensidades[x] <=intens_185mm:
    secciones[x]= 185 #mm
elif intens_185mm < intensidades[x] <=intens_240mm:
    secciones[x]= 240 #mm
elif intens_240mm < intensidades[x] <=intens_300mm:
    secciones[x]= 300 #mm
elif intens_300mm < intensidades[x] <=intens_400mm:
    secciones[x]= 400 #mm
else:
    secciones[x]= 100000000 #este valor es para alertar que no vale las secciones menores de 400mm"

# In[30]:

for x in range(8):
    print(f'secciones({x})={secciones[x]:0.2f} mm')

##### _Caida de tensión_

# In[31]:

caida_tension=np.array(range(9), dtype=float)

#Resistencia a 50hz
r_25mm=0.918
r_35mm=0.663
r_50mm=0.490
r_70mm=0.339
r_95mm=0.245
r_120mm=0.195
r_150mm=0.159
r_185mm=0.127
r_240mm=0.098
r_300mm=0.078
r_400mm=0.062
#Reactancia a 50hz
x_25mm=0
x_35mm=0.146
x_50mm=0.138
x_70mm=0.130
x_95mm=0.125
x_120mm=0.12
x_150mm=0.117
x_185mm=0.112
x_240mm=0.119
x_300mm=0.104
x_400mm=0.101

# In[32]:

for x in range(8):
    if secciones[x] == 25:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_25mm*cos_phi+x_25mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 35:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_35mm*cos_phi+x_35mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 50:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_50mm*cos_phi+x_50mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 70:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_70mm*cos_phi+x_70mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 95:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_95mm*cos_phi+x_95mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 120:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_120mm*cos_phi+x_120mm*sen_phi)

```

```

elif secciones[x] == 150:
    caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_150mm*cos_phi+x_150mm*sen_phi)
elif secciones[x] == 185:
    caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_185mm*cos_phi+x_185mm*sen_phi)
elif secciones[x] == 240:
    caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_240mm*cos_phi+x_240mm*sen_phi)
elif secciones[x] == 300:
    caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_300mm*cos_phi+x_300mm*sen_phi)
elif secciones[x] == 400:
    caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_400mm*cos_phi+x_400mm*sen_phi)
else:
    secciones[x]=0

# In[33]:

for x in range(8):
    print(f'caida_tension({x})={caida_tension[x]:0.2f} V')

# In[34]:

caida_tension_caso_2=(caida_tension[0]+caida_tension[1]+caida_tension[2]+caida_tension[3]+caida_tension[4]+caida_tension[5]+caida_tension[6]+caida_tension[7])/20000*100
print(f'caida tension en el segundo caso es = {caida_tension_caso_2:0.2f} %')

##### Caso estacional: seccionador que une TR11/12 y TR13 abierto
# ##### _Criterio térmico_

# In[35]:

intensidad_POImv_tr1=7*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr1_tr3=5*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr3_tr7=3*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr7_tr13=1*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr13_tr11=0*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr11_tr9=2*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr9_tr5=4*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)
intensidad_tr5_POImv=6*s_gen/(np.sqrt(3)*v_mv)

intensidades=np.array([intensidad_POImv_tr1,intensidad_tr1_tr3,intensidad_tr3_tr7,intensidad_tr7_tr13,intensidad_tr13_tr11,intensidad_tr11_tr9,intensidad_tr9_tr5,intensidad_tr5_POImv])

# In[36]:

for x in range(8):
    print(f'intensidades({x})={intensidades[x]:0.2f} A')

# In[37]:

intens_400mm=495*F_tot
intens_300mm=450*F_tot
intens_240mm=410*F_tot
intens_185mm=360*F_tot
intens_150mm=325*F_tot
intens_120mm=295*F_tot
intens_95mm=260*F_tot
intens_70mm=225*F_tot
intens_50mm=180*F_tot

```

```
intens_35mm=155*F_tot
intens_25mm=130*F_tot
```

```
# In[38]:
```

```
secciones=np.array(range(8), dtype=float)
```

```
for x in range(8):
    if intens_25mm >= intensidades[x]:
        secciones[x]= 25 #mm
    elif intens_25mm < intensidades[x] <=intens_35mm:
        secciones[x]= 35 #mm
    elif intens_35mm < intensidades[x] <=intens_50mm:
        secciones[x]= 50 #mm
    elif intens_50mm < intensidades[x] <=intens_70mm:
        secciones[x]= 70 #mm
    elif intens_70mm < intensidades[x] <=intens_95mm:
        secciones[x]= 95 #mm
    elif intens_95mm < intensidades[x] <=intens_120mm:
        secciones[x]= 120 #mm
    elif intens_120mm < intensidades[x] <=intens_150mm:
        secciones[x]= 150 #mm
    elif intens_150mm < intensidades[x] <=intens_185mm:
        secciones[x]= 185 #mm
    elif intens_185mm < intensidades[x] <=intens_240mm:
        secciones[x]= 240 #mm
    elif intens_240mm < intensidades[x] <=intens_300mm:
        secciones[x]= 300 #mm
    elif intens_300mm < intensidades[x] <=intens_400mm:
        secciones[x]= 400 #mm
    else:
        secciones[x]= 10000000 #este valor es para alertar que no vale las secciones menores de 400mm"
```

```
# In[39]:
```

```
for x in range(8):
    print(f'secciones({x})={secciones[x]:0.2f} mm')
```

```
##### _Caida de tensión_
```

```
# In[40]:
```

```
caida_tension=np.array(range(9), dtype=float)
```

```
#Resistencia a 50hz
```

```
r_25mm=0.918
```

```
r_35mm=0.663
```

```
r_50mm=0.490
```

```
r_70mm=0.339
```

```
r_95mm=0.245
```

```
r_120mm=0.195
```

```
r_150mm=0.159
```

```
r_185mm=0.127
```

```
r_240mm=0.098
```

```
r_300mm=0.078
```

```
r_400mm=0.062
```

```
#Reactancia a 50hz
```

```
x_25mm=0
```

```
x_35mm=0.146
```

```
x_50mm=0.138
```

```
x_70mm=0.130
```

```
x_95mm=0.125
```

```

x_120mm=0.12
x_150mm=0.117
x_185mm=0.112
x_240mm=0.119
x_300mm=0.104
x_400mm=0.101

# In[41]:

for x in range(8):
    if secciones[x] == 25:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_25mm*cos_phi+x_25mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 35:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_35mm*cos_phi+x_35mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 50:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_50mm*cos_phi+x_50mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 70:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_70mm*cos_phi+x_70mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 95:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_95mm*cos_phi+x_95mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 120:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_120mm*cos_phi+x_120mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 150:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_150mm*cos_phi+x_150mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 185:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_185mm*cos_phi+x_185mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 240:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_240mm*cos_phi+x_240mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 300:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_300mm*cos_phi+x_300mm*sen_phi)
    elif secciones[x] == 400:
        caida_tension[x]= np.sqrt(3)*longitudes[x]/1000*intensidades[x]*(r_400mm*cos_phi+x_400mm*sen_phi)
    else:
        secciones[x]=0

# In[42]:

for x in range(8):
    print(f'caida_tension({x})={caida_tension[x]:0.2f} V')

# In[43]:

caida_tension_ramal_1=(caida_tension[0]+caida_tension[1]+caida_tension[2]+caida_tension[3])/20000*100
caida_tension_ramal_2=(caida_tension[5]+caida_tension[6]+caida_tension[7])/20000*100
print(f'caida tension en el ramal 1 = {caida_tension_ramal_1:0.2f} %')
print(f'caida tension en el ramal 2 = {caida_tension_ramal_2:0.2f} %')

# Se cumple el criterio de caida de tensión < 3%

```

Anexo C. Código de modelado de la planta en PYDGRID

```

#!/usr/bin/env python
# coding: utf-8

# In[7]:

get_ipython().run_line_magic('matplotlib', 'notebook')

```

```
# In[8]:
```

```
from pydgrid import grid
from pydgrid.plot_bokeh import plot_results
import numpy as np
import sympy as sym
import matplotlib.pyplot as plt
```

```
## PYDGRID: simulación de la instalación fotovoltaica
```

```
# In[9]:
```

```
p_gen = 1000.0 # kW
q_gen = 0 # kvar
```

```
p_statcom = 0.0 # kW
q_statcom = 0.0 # kvar
```

```
data = {
    "lines":[
        {"bus_j": "POl_mv", "bus_k": "TR_1_2_mv", "code": "mv_cu_300", "m":196.34},
        {"bus_j": "TR_1_2_mv", "bus_k": "TR_3_4_mv", "code": "mv_cu_300", "m":169.11},
        {"bus_j": "TR_3_4_mv", "bus_k": "TR_7_8_mv", "code": "mv_cu_150", "m":155.24},
        {"bus_j": "TR_7_8_mv", "bus_k": "TR_13_mv", "code": "mv_cu_150", "m":353.76},
        {"bus_j": "TR_13_mv", "bus_k": "TR_11_12_mv", "code": "mv_cu_95", "m":450.38},
        {"bus_j": "TR_11_12_mv", "bus_k": "TR_9_10_mv", "code": "mv_cu_150", "m":263.56},
        {"bus_j": "TR_9_10_mv", "bus_k": "TR_5_6_mv", "code": "mv_cu_300", "m":107.57},
        {"bus_j": "TR_5_6_mv", "bus_k": "POl_mv", "code": "mv_cu_300", "m":554.1},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_1", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":183.83},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_2", "bus_k": "TR_1_2_lv", "code": "lv_cu_95", "m":168.24},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_3", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.76},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
        {"bus_j": "INV_4", "bus_k": "TR_3_4_lv", "code": "lv_cu_95", "m":281.61},
    ]
}
```



```

{"bus_j": "INV_11", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":201.79},
{"bus_j": "INV_11", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":201.79},
{"bus_j": "INV_11", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":201.79},
{"bus_j": "INV_11", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":201.79},
{"bus_j": "INV_11", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":201.79},
{"bus_j": "INV_11", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":201.79},
{"bus_j": "INV_11", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":201.79},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_12", "bus_k": "TR_11_12_lv", "code": "lv_cu_95", "m":152.55},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "INV_13", "bus_k": "TR_13_lv", "code": "lv_cu_95", "m":72.91},
{"bus_j": "POIhv", "bus_k": "GRID", "code": "hv_line", "m":50.0e3},
}
"buses":[
{"bus": "TR_1_2_mv", "pos_x": 522.5, "pos_y": 747.64, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "TR_1_2_lv", "pos_x": 512.5, "pos_y": 747.64, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "TR_3_4_mv", "pos_x": 627.88, "pos_y": 620.21, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "TR_3_4_lv", "pos_x": 617.88, "pos_y": 620.21, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "TR_5_6_mv", "pos_x": 55.86, "pos_y": 540.37, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "TR_5_6_lv", "pos_x": 45.86, "pos_y": 540.37, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "TR_7_8_mv", "pos_x": 606.53, "pos_y": 475.63, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "TR_7_8_lv", "pos_x": 596.53, "pos_y": 475.63, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "TR_9_10_mv", "pos_x": 100.16, "pos_y": 465.43, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "TR_9_10_lv", "pos_x": 110.16, "pos_y": 465.43, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "TR_11_12_mv", "pos_x": 212.17, "pos_y": 235.38, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "TR_11_12_lv", "pos_x": 222.17, "pos_y": 235.38, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "TR_13_mv", "pos_x": 507.57, "pos_y": 140.79, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "TR_13_lv", "pos_x": 497.57, "pos_y": 140.79, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_1", "pos_x": 363.22, "pos_y": 799.44, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_2", "pos_x": 361.77, "pos_y": 713.65, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_3", "pos_x": 467.34, "pos_y": 637.19, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_4", "pos_x": 337.54, "pos_y": 605.28, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_5", "pos_x": 184.99, "pos_y": 580.37, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_6", "pos_x": 341.12, "pos_y": 541.20, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_7", "pos_x": 543.45, "pos_y": 504.64, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_8", "pos_x": 446.83, "pos_y": 458.64, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_9", "pos_x": 291.59, "pos_y": 465.84, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_10", "pos_x": 271.06, "pos_y": 395.18, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_11", "pos_x": 363.59, "pos_y": 310.47, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_12", "pos_x": 388.72, "pos_y": 235.57, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "INV_13", "pos_x": 409.75, "pos_y": 142.86, "units": "m", "U_kV":0.4},
{"bus": "POImv", "pos_x": 421.9, "pos_y": 905.69, "units": "m", "U_kV":20.0},
{"bus": "POIhv", "pos_x": 421.9, "pos_y": 915.69, "units": "m", "U_kV":66.0},
{"bus": "GRID", "pos_x": 600.0, "pos_y": 1200.0, "units": "m", "U_kV":66.0},
}
"transformers":[
{"bus_j": "POImv", "bus_k": "POIhv", "S_n_kVA": 13000.0, "U_1_kV":20.0, "U_2_kV":66.0,
"R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu":0.08, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},
{"bus_j": "TR_1_2_mv", "bus_k": "TR_1_2_lv", "S_n_kVA": 2000.0, "U_1_kV":20, "U_2_kV":0.4,
"R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu":0.06, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},
{"bus_j": "TR_3_4_mv", "bus_k": "TR_3_4_lv", "S_n_kVA": 2000.0, "U_1_kV":20, "U_2_kV":0.4,
"R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu":0.06, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},

```

```

    {"bus_j": "TR_5_6_mv", "bus_k": "TR_5_6_lv", "S_n_kVA": 2000.0, "U_1_kV": 20, "U_2_kV": 0.4,
    "R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu": 0.06, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},
    {"bus_j": "TR_7_8_mv", "bus_k": "TR_7_8_lv", "S_n_kVA": 2000.0, "U_1_kV": 20, "U_2_kV": 0.4,
    "R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu": 0.06, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},
    {"bus_j": "TR_9_10_mv", "bus_k": "TR_9_10_lv", "S_n_kVA": 2000.0, "U_1_kV": 20, "U_2_kV": 0.4,
    "R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu": 0.06, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},
    {"bus_j": "TR_11_12_mv", "bus_k": "TR_11_12_lv", "S_n_kVA": 2000.0, "U_1_kV": 20, "U_2_kV": 0.4,
    "R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu": 0.06, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},
    {"bus_j": "TR_13_mv", "bus_k": "TR_13_lv", "S_n_kVA": 1000.0, "U_1_kV": 20, "U_2_kV": 0.4,
    "R_cc_pu": 0.01, "X_cc_pu": 0.06, "connection": "Dyg11_3w", "conductors_1": 3, "conductors_2": 3},
  ],
  "grid_formers": [
    {"bus": "GRID", "bus_nodes": [1, 2, 3],
    "kV": [38.105, 38.105, 38.105], "deg": [30, 150, 270.0]}
  ],
  "grid_feeders": [{"bus": "INV_1", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_2", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_3", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_4", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_5", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_6", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_7", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_8", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_9", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_10", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_11", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_12", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "INV_13", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_gen, "kvar": q_gen},
    {"bus": "POImv", "bus_nodes": [1, 2, 3], "kW": p_statcom, "kvar": q_statcom} # STATCOM
  ],
  "groundings": [
    {"bus": "POImv", "R_gnd": 32.0, "X_gnd": 0.0, "conductors": 3}
  ],
  "line_codes":
  {
    "lv_cu_95": {"R1": 0.193, "X1": 0.1, "C_1_muF": 0.250},
    "mv_cu_95": {"R1": 0.245, "X1": 0.125, "C_1_muF": 0.250},
    "mv_cu_120": {"R1": 0.195, "X1": 0.12, "C_1_muF": 0.250},
    "mv_cu_150": {"R1": 0.159, "X1": 0.117, "C_1_muF": 0.250},
    "mv_cu_185": {"R1": 0.127, "X1": 0.112, "C_1_muF": 0.281},
    "mv_cu_240": {"R1": 0.098, "X1": 0.119, "C_1_muF": 0.301},
    "mv_cu_300": {"R1": 0.078, "X1": 0.104, "C_1_muF": 0.340},
    "mv_cu_400": {"R1": 0.062, "X1": 0.101, "C_1_muF": 0.340},
    "hv_line": {"R1": 0.219, "X1": 0.365, "R0": 0.219, "X0": 0.365}
  }
}

# In[10]:

pv_grid = grid()
pv_grid.read(data)
pv_grid.pf()
plot_results(pv_grid)

```

Anexo D. Código del controlador centralizado

```
## Definición de funciones que se utilizarán para el controlador
```

```
# In[11]:
```

```
grid_obj = pv_grid
bus_name = 'GRID'
```

```
voltage = 66e3
phase = 0.0
```

```
# In[12]:
```

```
def set_power(grid_obj,bus_name,power): #ests función sirve para fijar potencia y la usaremos para variar la reactiva
"""
Set new power to a grid feeder.

Parameters
-----
grid_obj : object of pydgrid.grid class
bus_name : string
    name of the grid feeder bus.
power : complex number
    Complex total power to set for the grid former in VA.

Returns
-----
None.

"""

greed_feeders_buses = [item['bus'] for item in grid_obj.grid_feeders]
gfeed_idx = greed_feeders_buses.index(bus_name)
grid_obj.params_pf[0].gfeed_powers[gfeed_idx,0] = power/3
grid_obj.params_pf[0].gfeed_powers[gfeed_idx,1] = power/3
grid_obj.params_pf[0].gfeed_powers[gfeed_idx,2] = power/3

def set_voltage(grid_obj,bus_name,voltage,phase): #este función varía la tensión y fase del nodo, para crear perturbaciones
"""
Set new power to a grid feeder.

Parameters
-----
grid_obj : object of pydgrid.grid class
bus_name : string
    name of the grid feeder bus.
voltage : real escalar
    phase-phase RMS voltage magnitude
phase : real escalar.
    phase angle in degree.

Returns
-----
None.

"""

idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.1')
grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node] = voltage/np.sqrt(3)*np.exp(1j*(np.deg2rad(phase)-0.0))
idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.2')
grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node] = voltage/np.sqrt(3)*np.exp(1j*(np.deg2rad(phase)-2.0/3.0*np.pi))
idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.3')
grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node] = voltage/np.sqrt(3)*np.exp(1j*(np.deg2rad(phase)-4.0/3.0*np.pi))

def get_voltage(grid_obj,bus_name): #para medir tensión de forma más rapida comput. que el mon.U
"""
Get voltage module of a bus.

Parameters
-----
grid_obj : object of pydgrid.grid class
bus_name : string
```

```

    name of the grid feeder bus.

Returns
-----
phase-phase voltage module (V).

'''

idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.1')
return np.abs(np.sqrt(3)*grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node])

# In[13]:

qgen = -352121.24620477145          #valor de ractiva que mantiene la tensión en el POI a 1pu con la red a 1pu
set_power(pv_grid,'INV_1', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_2', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_3', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_4', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_5', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_6', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_7', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_8', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_9', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_10', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_11', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_12', 1.0e6+1j*qgen)
set_power(pv_grid,'INV_13', 1.0e6+1j*qgen)

pv_grid.pf()          #flujo de potencia
mon = pv_grid.monitor(bus_from='POIhv',bus_to='GRID')
mon.P
mon.U/1000

PI

epsilon = y_ref - y
u = K_p*epsilon + K_i*xi

dxi/dt = epsilon

Dxi/Dt = epsilon
Dxi = xi(k+1) - xi(k)

xi(k+1) = xi(k) + Dt*epsilon # forward euler
## PPC centralizado

# In[40]:

Dt = 0.2 #el paso de tiempo
Times = np.arange(0,13.0,Dt) #el tiempo de simulado, el vector es desde 0 hasta 5 segundos con un paso de 0.2s
U_ref = 66.0e3 #La tensión de referencia de la tensión de alta del POI
xi = -0.005028634705103991 #Este valor de xi viene de una primera prueba que se ha hecho y se estabilizaba en él
qgen = -352121.24620477145 #este es el valor en el que para tension 1pu en grid
U_base = 66e3
qgen_pu= q_gen/U_base
qstat =0
qstat_pu =0

K_p = 0.03 #constante de proporcionalidad
K_i =83 #constante de integración
S_base = 1e6 #valor de la potencia aparente para hacer el por unidad
U_base = 66e3 #valor de la tensión para hacer el por unidad

qgen_pu= q_gen/U_base

```

```

greed_feeders_buses = [item['bus'] for item in grid_obj.grid_feeders][:-1]

for grid_feeder_bus in greed_feeders_buses:
    set_power(pv_grid,grid_feeder_bus, 1.0e6+1j*qgen)

U = []      #definición del array de la tensión
Q = []      #definición del array de la potencia reactiva
U_grid_per = [] #la tensión de la red con perturbaciones
Q_st = []   #los valores de la Q del STATCOM
for t in Times:

    # perturbations and events
    U_ref_pu = 1.0      #En un principio el objetivo es conseguir que la tensión sea 1pu
    if t > 1.0:
        U_ref_pu = 1.0
    if t > 3.0:
        U_ref_pu = 1

    U_grid_pu = 1      #La red sin perturbaciones debería tener 1pu de tension
    if t > 2:
        U_grid_pu = 1
    if t > 3.5:
        U_grid_pu = 0.8
    if t > 4.5 :
        U_grid_pu = 1
    if t > 6.5 :
        U_grid_pu = 0.9
    if t > 8.5 :
        U_grid_pu = 1
    if t > 10.5 :
        U_grid_pu = 1.1

    set_voltage(pv_grid,'GRID',U_grid_pu*U_base,0.0)

    #Toma de los valores de Kp y Ki que mejor ajustan el comportamiento en función de la tensión en la red

    if U_grid_pu < 0.75:
        K_p = 0.23
        K_i = 108
    elif U_grid_pu >= 0.75 and U_grid_pu < 0.8 :
        K_p = 0.23
        K_i = 108
    elif U_grid_pu >= 0.8 and U_grid_pu < 0.85 :
        K_p = 0.15
        K_i = 103
    elif U_grid_pu >= 0.85 and U_grid_pu < 0.9 :
        K_p = 0.082
        K_i = 100
    elif U_grid_pu >= 0.9 and U_grid_pu < 0.95 :
        K_p = 0.05
        K_i = 96
    elif U_grid_pu >= 0.95 and U_grid_pu <= 1 :
        K_p = 0.03 #0.03
        K_i = 83 #83
    elif U_grid_pu > 1 and U_grid_pu <= 1.05 :
        K_p = 0.03 #0.03
        K_i = 70 #83
    elif U_grid_pu > 1.05 and U_grid_pu <= 1.1 :
        K_p = 0.04 #0.03
        K_i = 64 #83
    elif U_grid_pu > 1.1 and U_grid_pu <= 1.15 :
        K_p = 0.05 #0.03
        K_i = 45 #83
    pv_grid.pf()

    # measurments
    mon = pv_grid.monitor(bus_from='POIhv',bus_to='GRID') #Aquí se está midiendo la tensión en el POI hasta la red

```

```

U_meas_pu = mon.U/U_base          #Se divide entre la base porque la función te la devuelve en voltios

# PI control
epsilon = U_ref_pu - U_meas_pu    #epsilon es la diferencia entre la medida y el valor de consigna
xi = xi + Dt*epsilon              #xi es la integral del error
qgen_pu = K_p*epsilon + K_i*xi     #el valor de la potenciar reactiva en por unidad es igual al proporcional por epsilon y la
integral por xi

# from PI to the plant
if np.absolute(qgen_pu) > 0.81 :    #en el caso en el que la caída de tensión sea tan grande que se llegue al límite de reactiva
soportable por los inversores
    if qgen_pu > 0 :
        qstat_pu=(qgen_pu-0.81)*13  #la reactiva restante la aportará el STATCOM
        qgen_pu=0.81
    elif qgen_pu < 0 :
        qstat_pu=(qgen_pu+0.81)*13
        qgen_pu=-0.81
    else:
        qstat_pu=0
qgen = qgen_pu*S_base             #se traduce la reactiva en por unidad a valores de VAR
qstat = qstat_pu*S_base

for grid_feeder_bus in greed_feeders_buses:    #aquí se modifican los valores de la reactiva de cada generador
    set_power(pv_grid,grid_feeder_bus, 1.0e6+1j*qgen)

U += [U_meas_pu]
Q += [qgen_pu]
U_grid_per += [U_grid_pu]
Q_st += [qstat_pu]

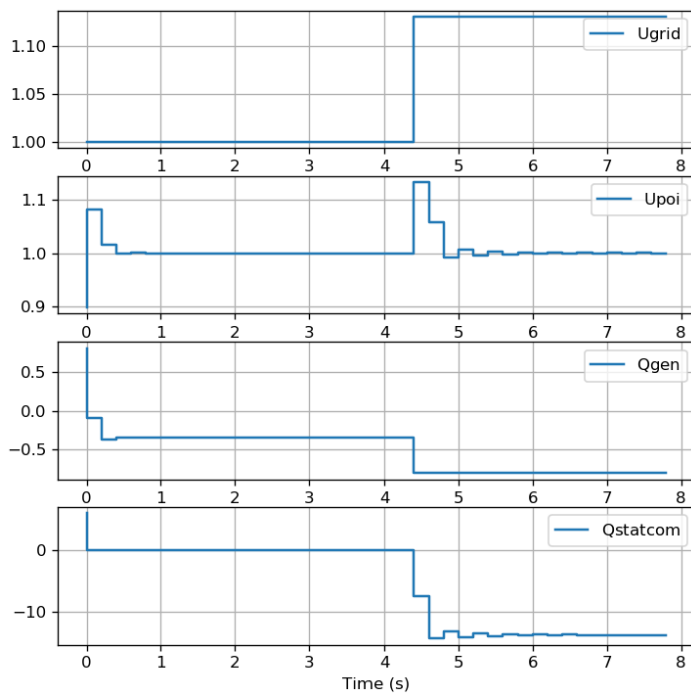
# In[41]:

fig, axes = plt.subplots(nrows=4, ncols=1, figsize=(7, 7))
axes[0].step(Times,U_grid_per,label='$\sf Ugrid$')
axes[1].step(Times,U,label='$\sf Upoi$')
axes[2].step(Times,Q,label='$\sf Qgen$')
axes[3].step(Times,Q_st,label='$\sf Qstatcom$')

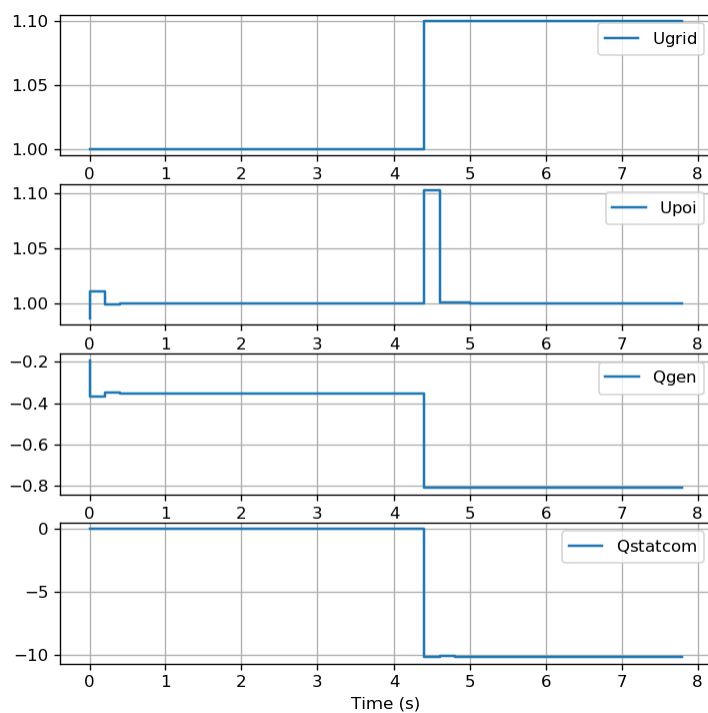
for ax in axes:
    ax.grid()
    ax.legend()
ax.set_xlabel('Time (s)')

```

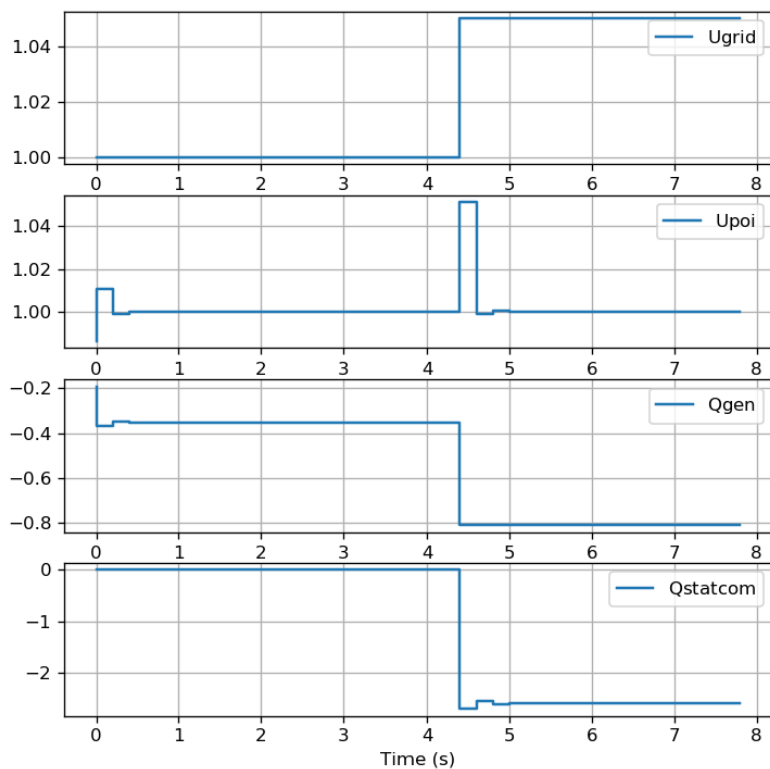
Anexo E. Gráficas del funcionamiento con el PPC centralizado



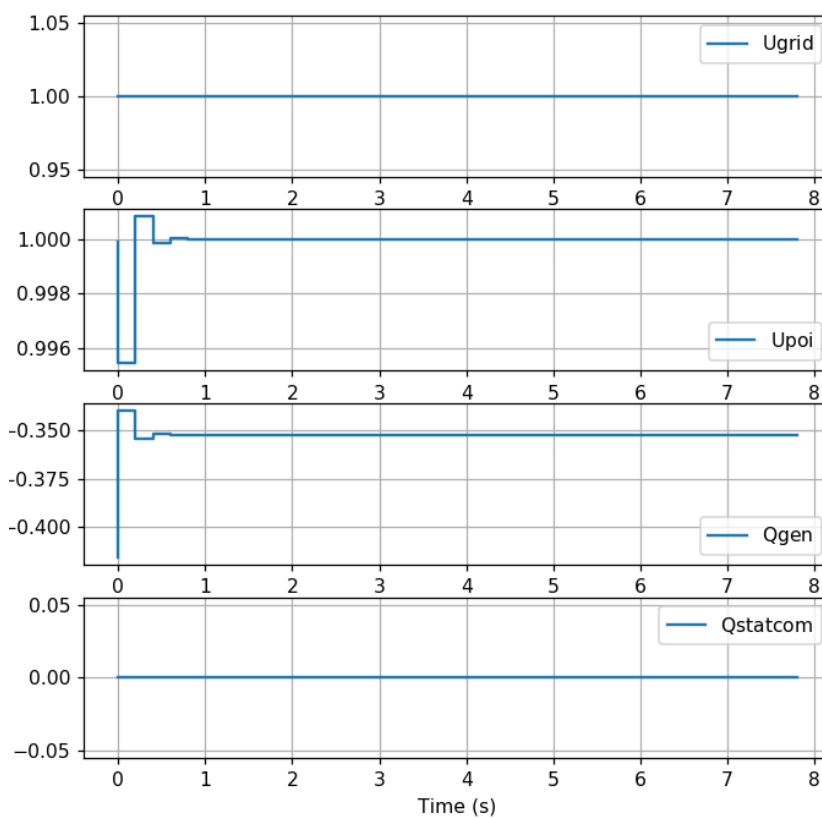
Gráfica 15. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 1.13 pu



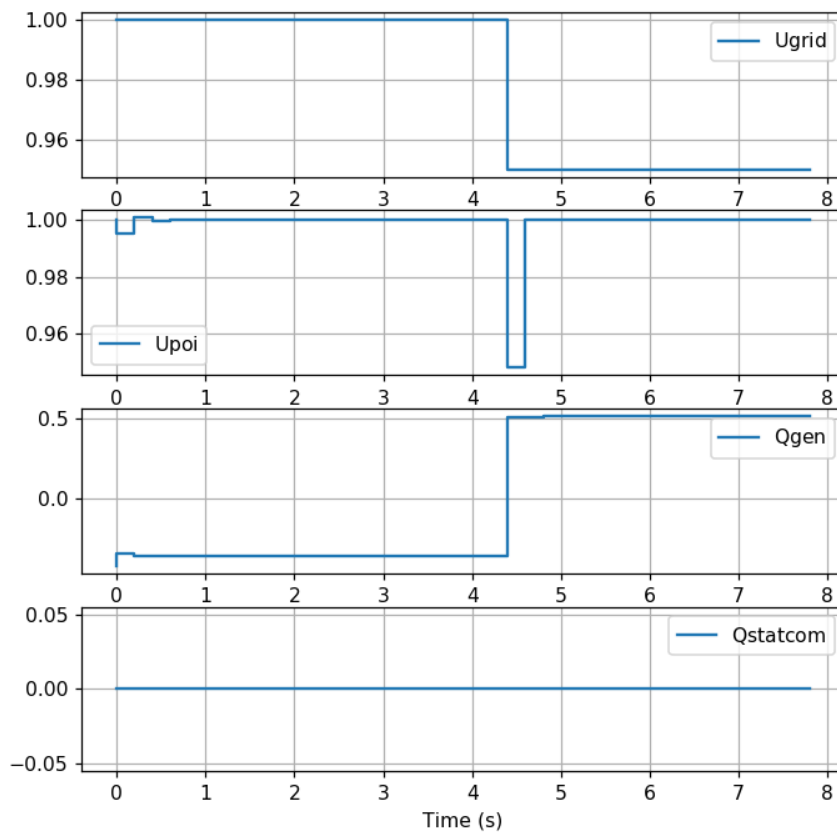
Gráfica 16. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 1.10 pu



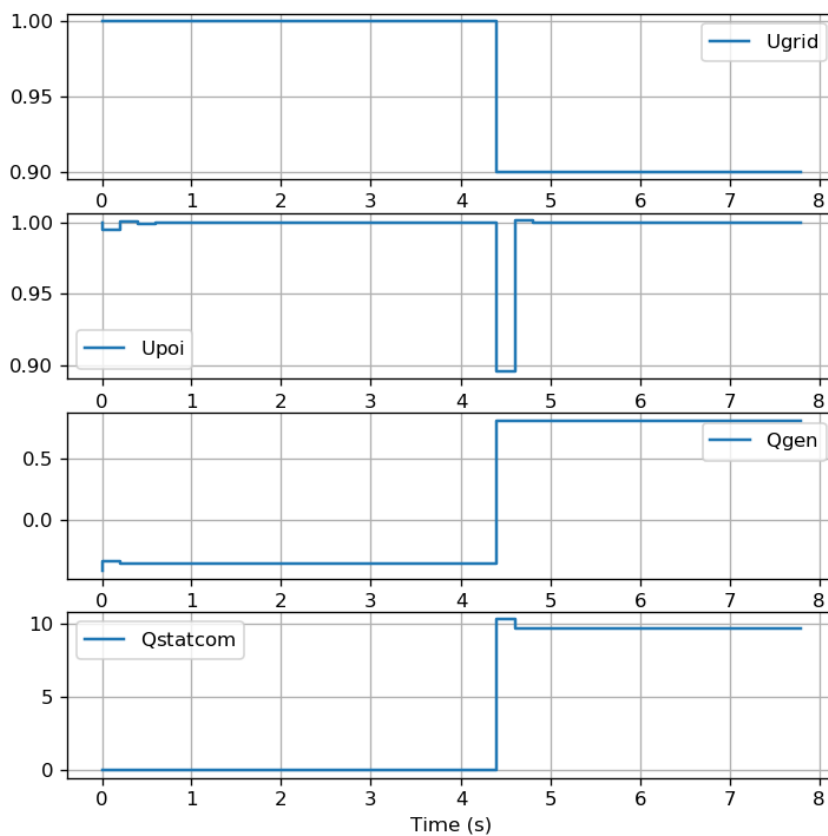
Gráfica 17. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 1.05 pu



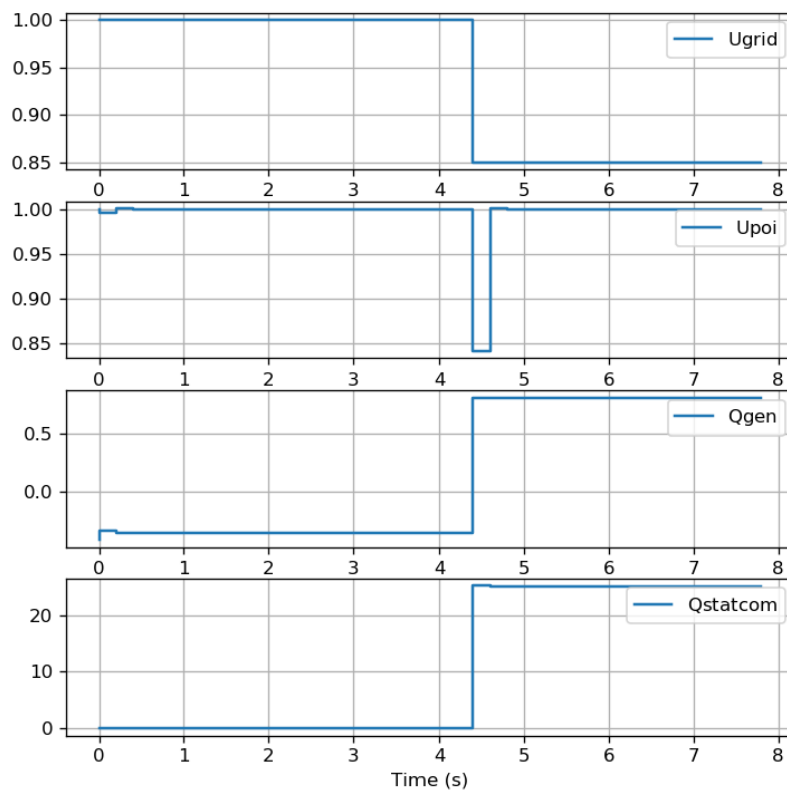
Gráfica 18. Respuesta de la instalación con PPC centralizado con la tensión de red 1.0 pu



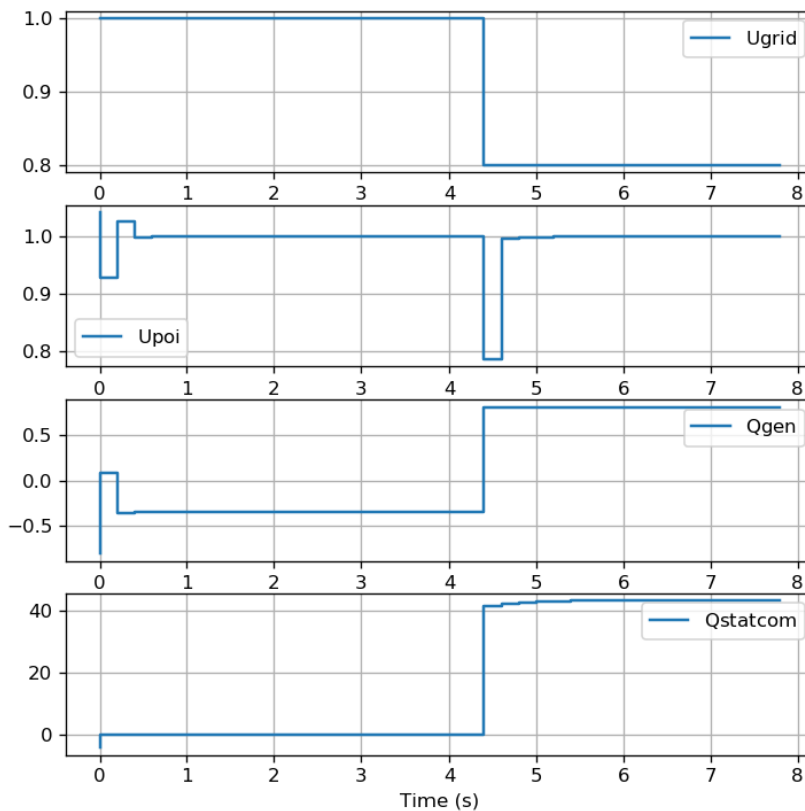
Gráfica 19. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.95 pu



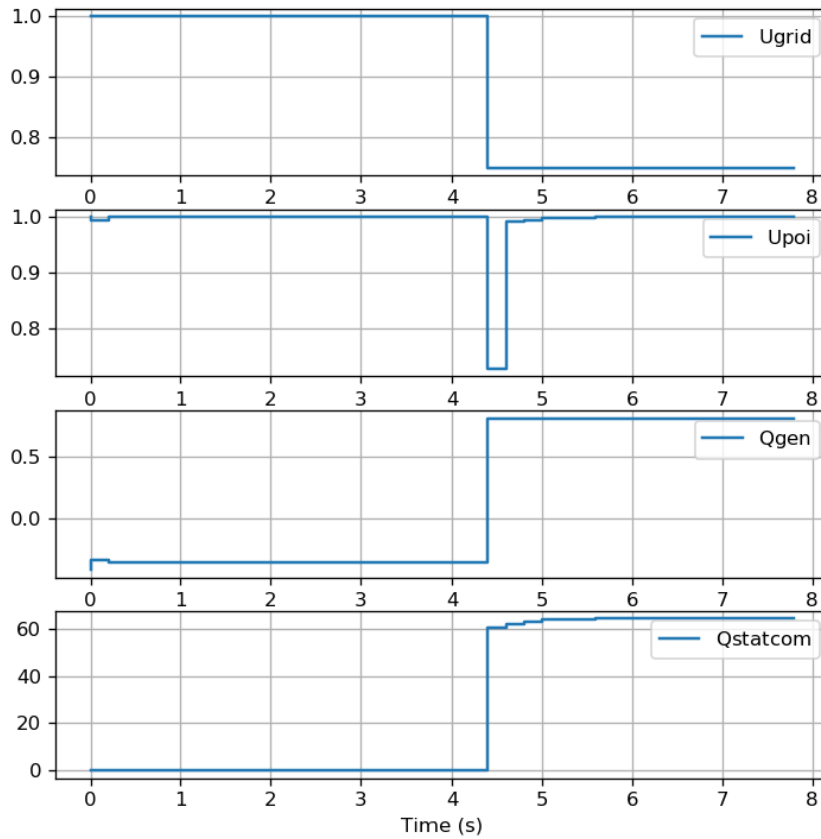
Gráfica 20. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.90 pu



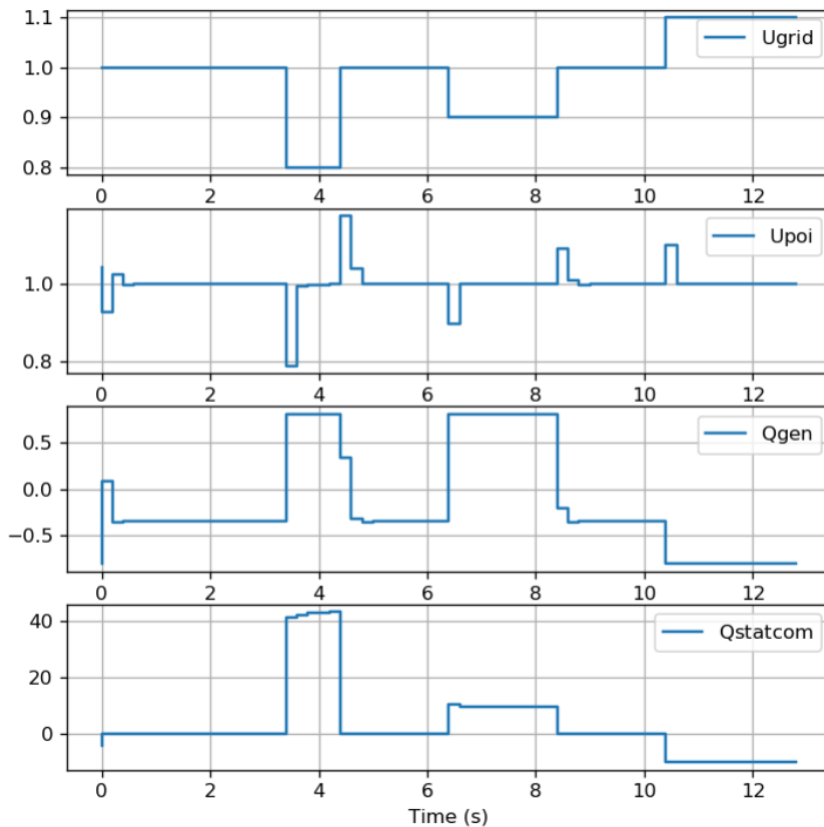
Gráfica 21. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.85 pu



Gráfica 22. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.80 pu



Gráfica 23. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión de la red de 0.75 pu



Gráfica 24. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión compuesta por varios escalones tanto de falta de tensión como de sobretensión a modo de puesta a prueba

Anexo F. Código del controlador individual

```

## Definición de funciones que se utilizarán para el controlador

# In[11]:

grid_obj = pv_grid
bus_name = 'GRID'
voltage = 66e3
phase = 0.0

# In[12]:

def set_power(grid_obj,bus_name,power): #esta función sirve para fijar potencia y la usaremos para variar la reactiva
    """
    Set new power to a grid feeder.

    Parameters
    -----
    grid_obj : object of pydgrid.grid class
    bus_name : string
        name of the grid feeder bus.
    power : complex number
        Complex total power to set for the grid former in VA.

    Returns
    -----
    None.

    """

    gfeed_feeders_buses = [item["bus"] for item in grid_obj.grid_feeders]
    gfeed_idx = gfeed_feeders_buses.index(bus_name)
    grid_obj.params_pf[0].gfeed_powers[gfeed_idx,0] = power/3
    grid_obj.params_pf[0].gfeed_powers[gfeed_idx,1] = power/3
    grid_obj.params_pf[0].gfeed_powers[gfeed_idx,2] = power/3

def set_voltage(grid_obj,bus_name,voltage,phase): #este función varía la tensión y fase del nodo, para crear perturbaciones
    """
    Set new power to a grid feeder.

    Parameters
    -----
    grid_obj : object of pydgrid.grid class
    bus_name : string
        name of the grid feeder bus.
    voltage : real escalar
        phase-phase RMS voltage magnitude
    phase : real escalar.
        phase angle in degree.

    Returns
    -----
    None.

    """

    idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.1')
    grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node] = voltage/np.sqrt(3)*np.exp(1j*(np.deg2rad(phase)-0.0))
    idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.2')
    grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node] = voltage/np.sqrt(3)*np.exp(1j*(np.deg2rad(phase)-2.0/3.0*np.pi))
    idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.3')
    grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node] = voltage/np.sqrt(3)*np.exp(1j*(np.deg2rad(phase)-4.0/3.0*np.pi))

```

```

def get_voltage(grid_obj,bus_name):    #para medir tensión de forma más rapida comput. que el mon.U
    """
    Get voltage module of a bus.

    Parameters
    -----
    grid_obj : object of pydgrid.grid class
    bus_name : string
        name of the grid feeder bus.

    Returns
    -----
    phase-phase voltage module (V).

    """

    idx_node = grid_obj.nodes.index(f'{bus_name}.1')
    return np.abs(np.sqrt(3)*grid_obj.params_pf[0].V_node[idx_node])

##### En este código ya se introduce el STATCOM y se limita la potencia reactiva, manteniendo el sistema para evitar el acoplamiento

# In[379]:

Dt = 0.2
Times = np.arange(0,6.0,Dt)
U_ref = 66.0e3
xi = -0.005028634770740998

pv_grid = grid()
pv_grid.read(data)
pv_grid.pf()

K_p_poi = 0.3 #0.3
K_i_poi = 9.0 #11

K_p_g = 0.5 #2
K_i_g = 100.0 #200 con 120 tiraba el 0.75

qstat_acum=0
qstat_acum_pu=0

S_base = 1e6
U_base = 66e3
U_ref_pu = 1.0

U_poi = []
U_gen = []
Q_statcom = []
DU = []
Q = []
u_ref_pu = 1.0
U_grid_per = []
gred_feeders_buses = [item['bus'] for item in grid_obj.grid_feeders[:-1]]

for grid_feeder in pv_grid.grid_feeders[:-1]:
    grid_feeder['epsilon'] = 0.0
    grid_feeder['xi_v'] = 0.0
    grid_feeder['U'] = []
    grid_feeder['T'] = []
    grid_feeder['Q'] = []

```

```

for t in Times:

    if t > 1.0:
        U_ref_pu = 1.00
    if t > 3.0:
        U_ref_pu = 1.00

    U_grid_pu = 1.0
    if t > 1.0:
        U_grid_pu = 1.0
    if t > 3.0:
        U_grid_pu = 0.76
#    if t > 6.0:
#        U_grid_pu = 1.05
#    if t > 9.0:
#        U_grid_pu = 0.85
#    if t > 12.0:
#        U_grid_pu = 1
#    if t > 15.0:
#        U_grid_pu = 0.8
#    if t > 18.0:
#        U_grid_pu = 1
#    if t > 20.0:
#        U_grid_pu = 1

    U_grid_per += [U_grid_pu]

    set_voltage(pv_grid,'GRID',U_grid_pu*U_base,0.0)

    pv_grid.pf()
    mon = pv_grid.monitor(bus_from='POIhv',bus_to='GRID')
    mon.P
    U_meas_pu = mon.U/U_base

    if U_grid_pu < 0.75:
        K_p_poi = 0.3
        K_i_poi = 9.0
        K_p_g = 0.5
        K_i_g = 100
    elif U_grid_pu >= 0.75 and U_grid_pu < 0.8 :
        K_p_poi = 1
        K_i_poi = 7.5
        K_p_g = 0.5
        K_i_g = 120
    elif U_grid_pu >= 0.8 and U_grid_pu < 0.85 :
        K_p_poi = 0.8
        K_i_poi = 8
        K_p_g = 0.1
        K_i_g = 120
    elif U_grid_pu >= 0.85 and U_grid_pu < 0.9 :
        K_p_poi = 0.5
        K_i_poi = 10.0
        K_p_g = 0.5
        K_i_g = 110
    elif U_grid_pu >= 0.9 and U_grid_pu < 0.95 :
        K_p_poi = 0.5
        K_i_poi = 11.0
        K_p_g = 0.5
        K_i_g = 110
    elif U_grid_pu >= 0.95 and U_grid_pu <= 1.05 :
        K_p_poi = 0.3
        K_i_poi = 11.0
        K_p_g = 2
        K_i_g = 80
    elif U_grid_pu > 1.05 and U_grid_pu <= 1.1 :
        K_p_poi = 0.3
        K_i_poi = 10.0

```

```

K_p_g = 2
K_i_g = 80
elif U_grid_pu > 1.1 and U_grid_pu <= 1.15 :
    K_p_poi = 0.5
    K_i_poi = 9.0
    K_p_g = 0.5
    K_i_g = 50

epsilon = U_ref_pu - U_meas_pu
xi = xi + Dt*epsilon
Du = K_p_poi*epsilon + K_i_poi*xi

for it in range(20):
    pv_grid.pf()
    for grid_feeder in pv_grid.grid_feeders[:-1]:
        grid_feeder_bus = grid_feeder['bus']
        #acople=0
        if acople == 0:
            u_meas_pu = get_voltage(pv_grid,grid_feeder_bus)/400.0
            grid_feeder['epsilon'] = u_ref_pu + Du - u_meas_pu
            grid_feeder['xi_v'] += Dt/20*grid_feeder['epsilon']
            qgen_pu = K_p_g*grid_feeder['epsilon'] + K_i_g*grid_feeder['xi_v']

            if np.absolute(qgen_pu) > 0.81 :                #este if es para que cada exceso o defecto de
                if qgen_pu > 0 :                          #reactiva se vaya almacenando en el valor
                    qstat_acum_pu = qstat_acum_pu + (qgen_pu - 0.81)    #qstat_acum_pu para que lo necesario lo de el STATCOM
                    qgen_pu = 0.81
                elif qgen_pu < 0 :
                    qstat_acum_pu = qstat_acum_pu + (qgen_pu + 0.81)
                    qgen_pu = -0.81

            qgen = qgen_pu*S_base
            set_power(pv_grid,grid_feeder_bus, 1.0e6+1j*qgen)
            grid_feeder['U'] += [u_meas_pu]
            grid_feeder['T'] += [t+Dt/20*it]
            grid_feeder['Q'] += [qgen_pu]
        elif acople == 1:
            qgen = qgen_pu*S_base
            set_power(pv_grid,grid_feeder_bus, 1.0e6+1j*qgen)
            grid_feeder['U'] += [u_meas_pu]
            grid_feeder['T'] += [t+Dt/20*it]
            grid_feeder['Q'] += [qgen_pu]
        if acople == 0:
            acople = 1
        elif acople == 1 :
            acople = 0
        if grid_feeder_bus == 'INV_13':
            acople = 0
        mon = pv_grid.monitor(bus_from='POIhv',bus_to='GRID')
        U_poi += [mon.U/U_base]
        qstat_acum = qstat_acum_pu*S_base
        set_power(pv_grid,'POImv', 0+1j*qstat_acum)
        Q_statcom += [qstat_acum_pu]
        qstat_acum_pu = 0
        DU += [Du]
        Q += [mon.Q]

# In[380]:

plt.close('all')
fig, axes = plt.subplots(nrows=6, ncols=1, figsize=(7, 7))
axes[0].step(Times,U_grid_per,label='$sf Ugrid$')
axes[1].step(Times,Q,label='$sf Qgen$')
axes[2].step(grid_feeder['T'],U_poi,label='$sf Upoi$')
axes[3].step(grid_feeder['T'],Q_statcom,label='$sf Qstatcom$')

```



```

for grid_feeder in pv_grid.grid_feeders[:-1]:
    axes[4].step(grid_feeder['T'],grid_feeder['U'],label=f'{grid_feeder["bus"]}')
    axes[5].step(grid_feeder['T'],grid_feeder['Q'],label=f'{grid_feeder["bus"]}')

for ax in axes:
    ax.grid()
# ax.legend()
ax.set_xlabel('Time (s)')

axes[0].legend(loc='best')
axes[1].legend(loc='best')
axes[2].legend(loc='best')
axes[3].legend(loc='best')

# In[381]:

fig, axes = plt.subplots(nrows=2, ncols=1, figsize=(7, 7))
axes[0].step(grid_feeder['T'],U_poi,label='$\sf Upoi$')
axes[1].step(grid_feeder['T'],Q_statcom,label='$\sf Qstatcom$')

for ax in axes:
    ax.grid()
    ax.legend()
ax.set_xlabel('Time (s)')

# In[382]:

plt.close('all')
fig, axes = plt.subplots(nrows=2, ncols=1, figsize=(7, 7))

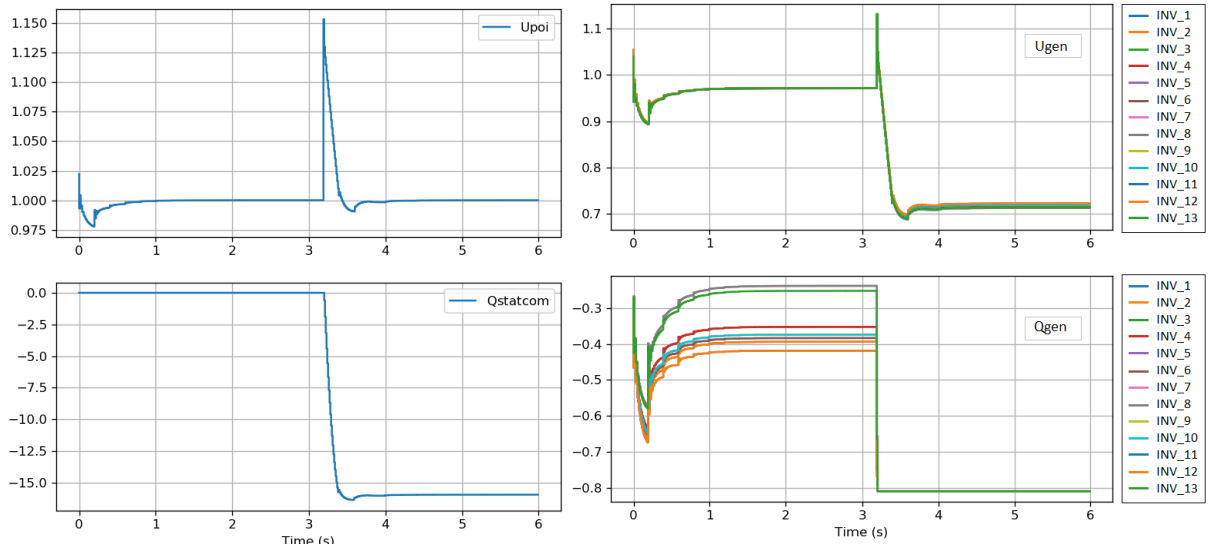
for grid_feeder in pv_grid.grid_feeders[:-1]:
    axes[0].step(grid_feeder['T'],grid_feeder['U'],label=f'{grid_feeder["bus"]}')
    axes[1].step(grid_feeder['T'],grid_feeder['Q'],label=f'{grid_feeder["bus"]}')

for ax in axes:
    ax.grid()
    # ax.legend()
ax.set_xlabel('Time (s)')

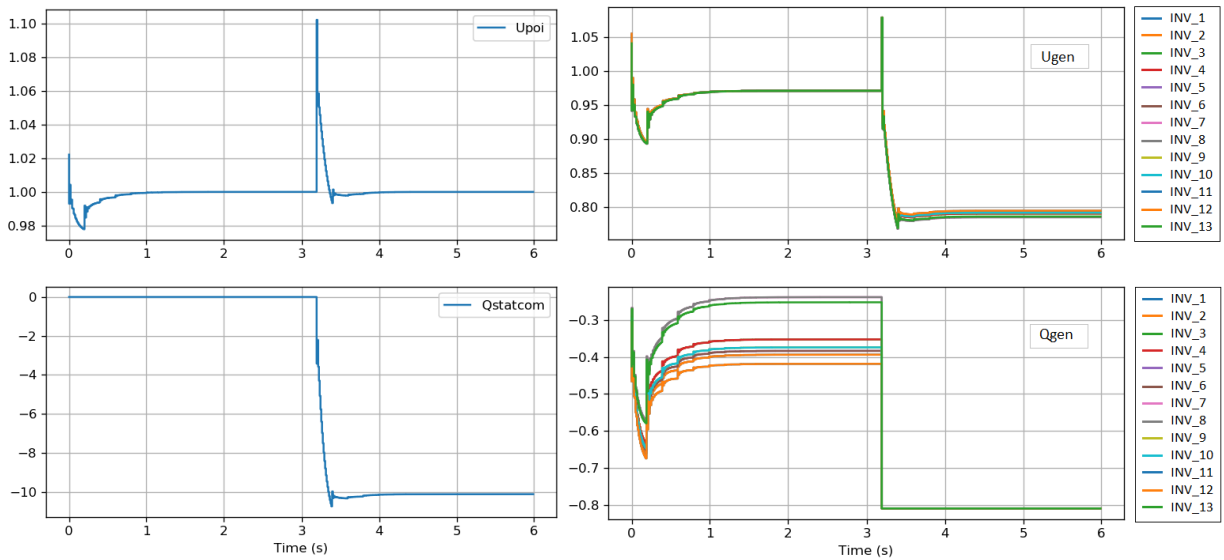
#axes[1].legend(loc='upper best')

```

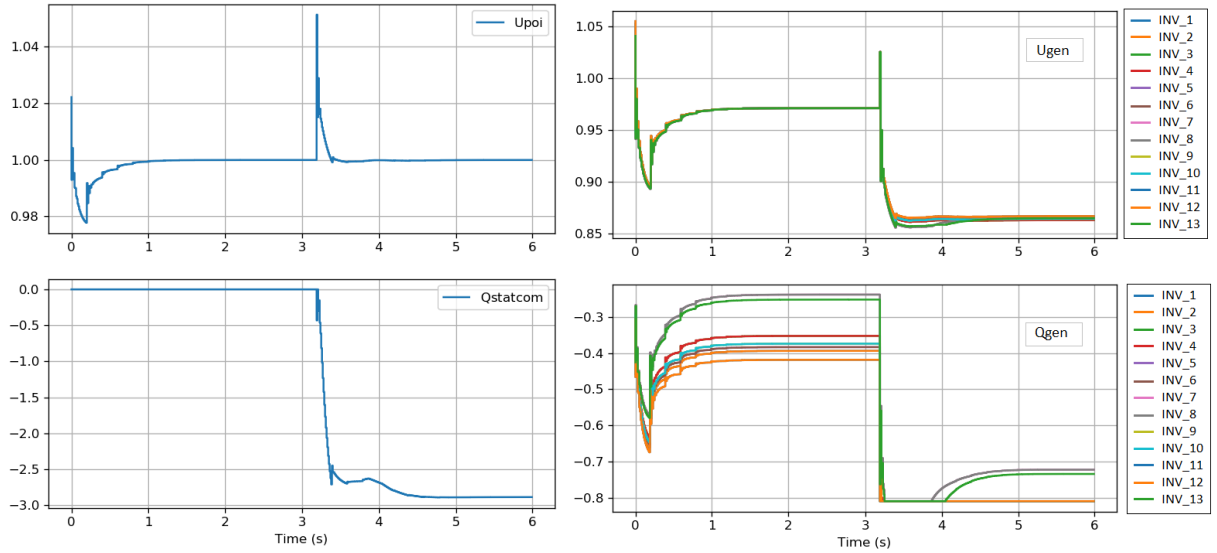

Anexo G. Gráficas del funcionamiento con el PPC individual



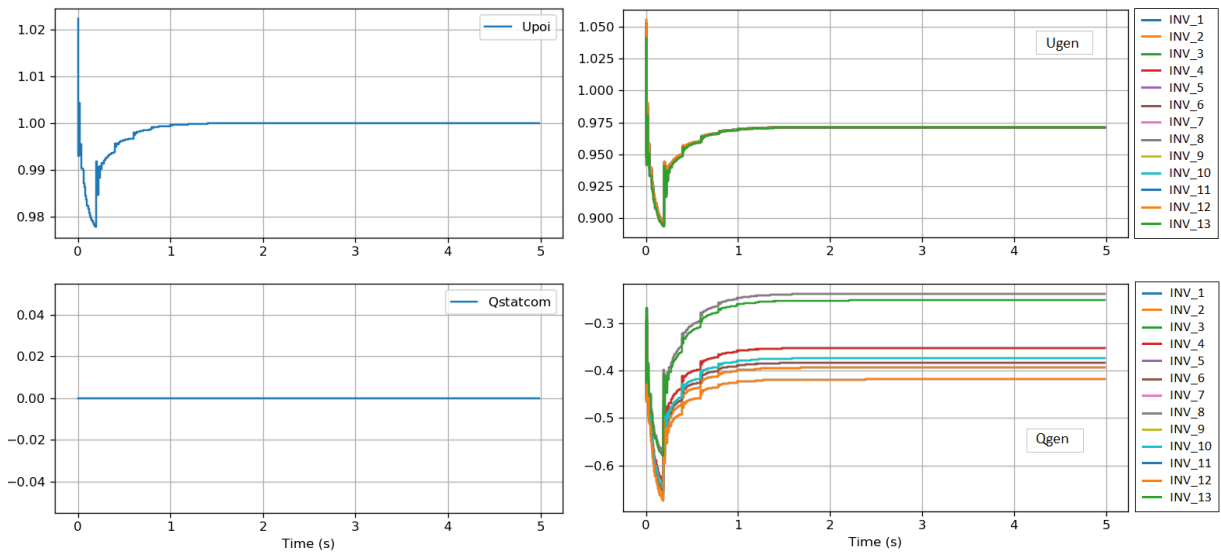
Gráfica 25. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 1.15 pu



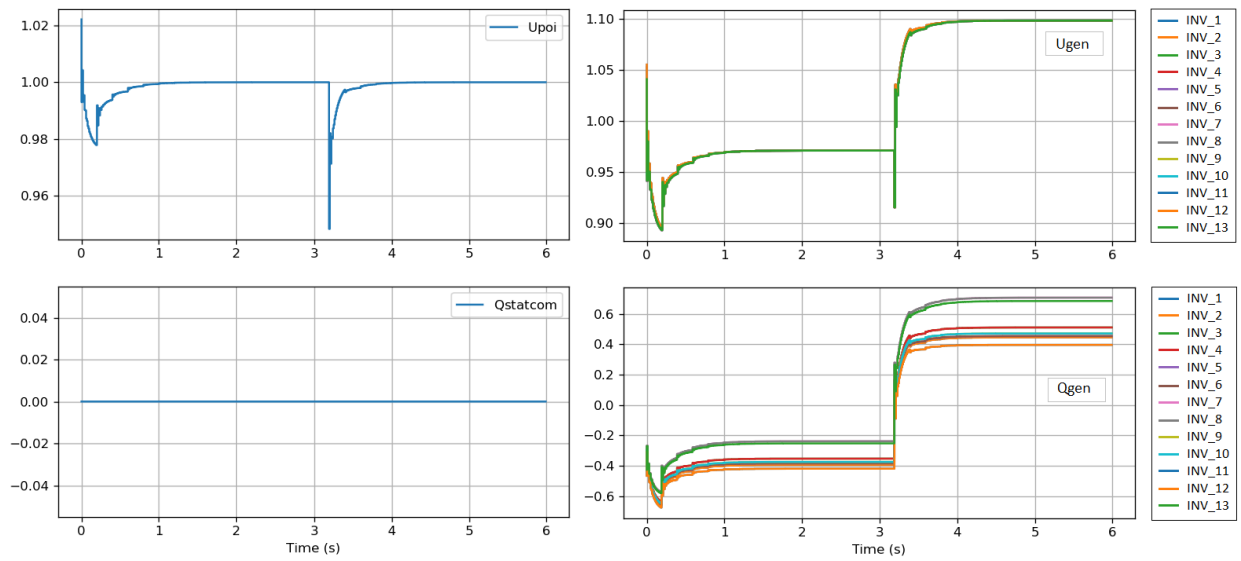
Gráfica 26. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 1.10 pu



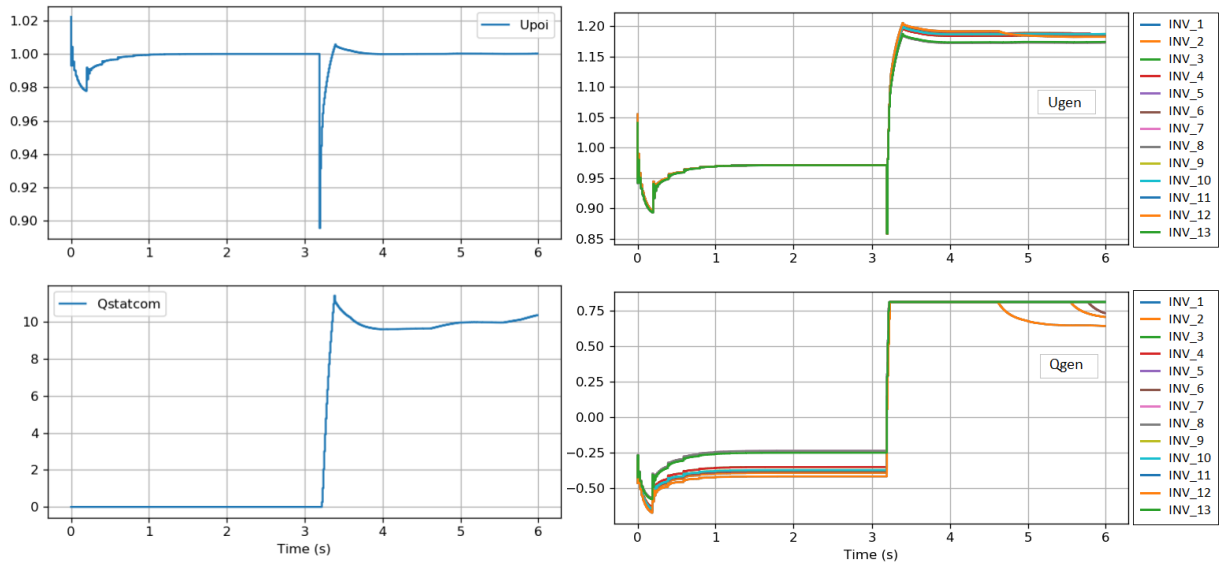
Gráfica 27. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 1.05 pu



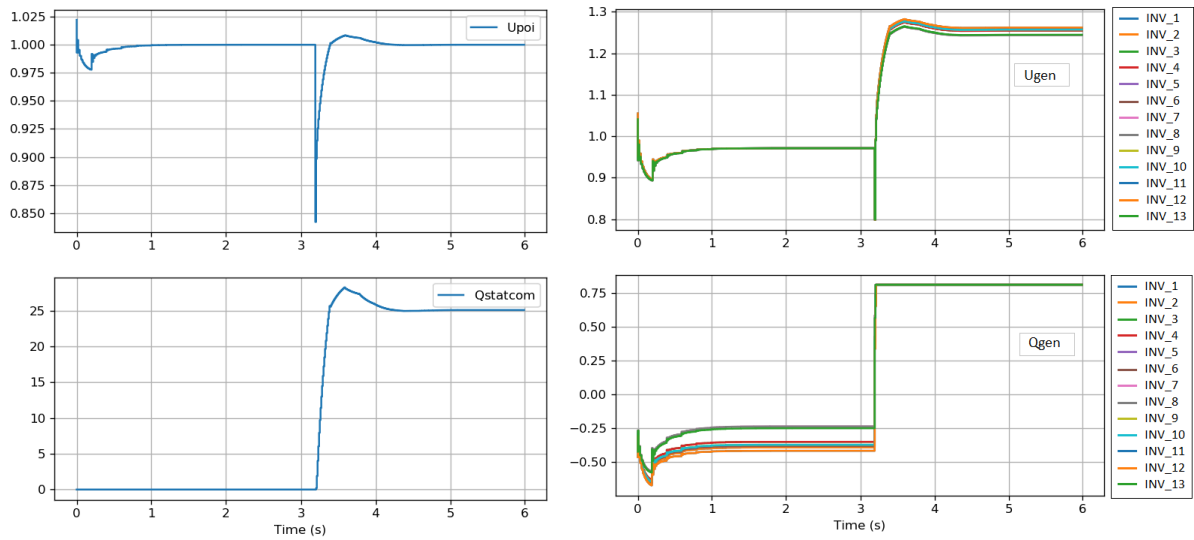
Gráfica 28. Respuesta de la instalación con PPC individual con la tensión de red 1.0 pu



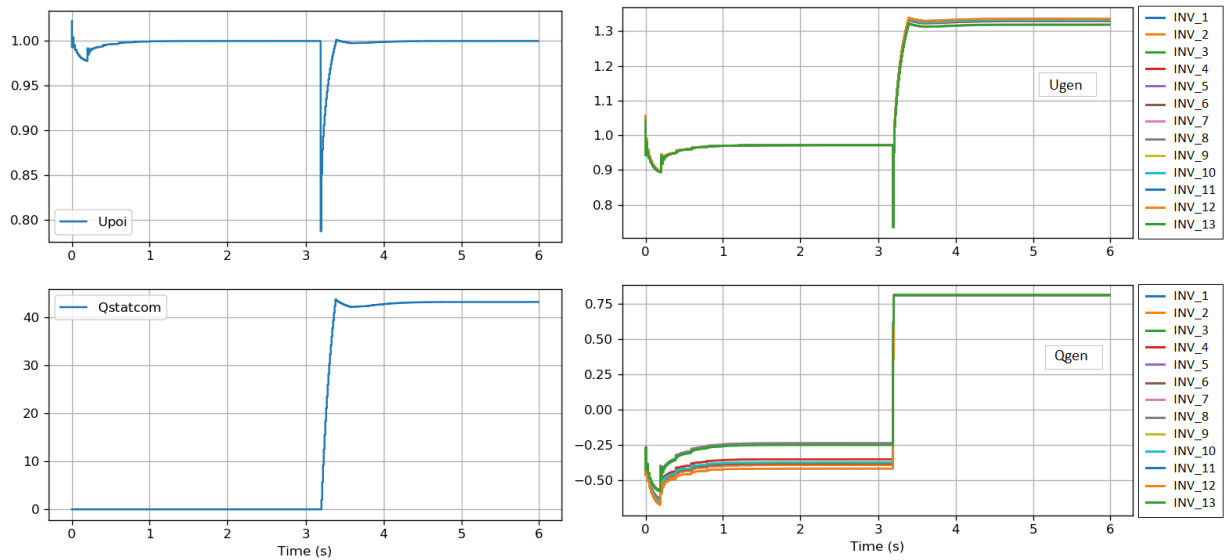
Gráfica 29. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.95 pu



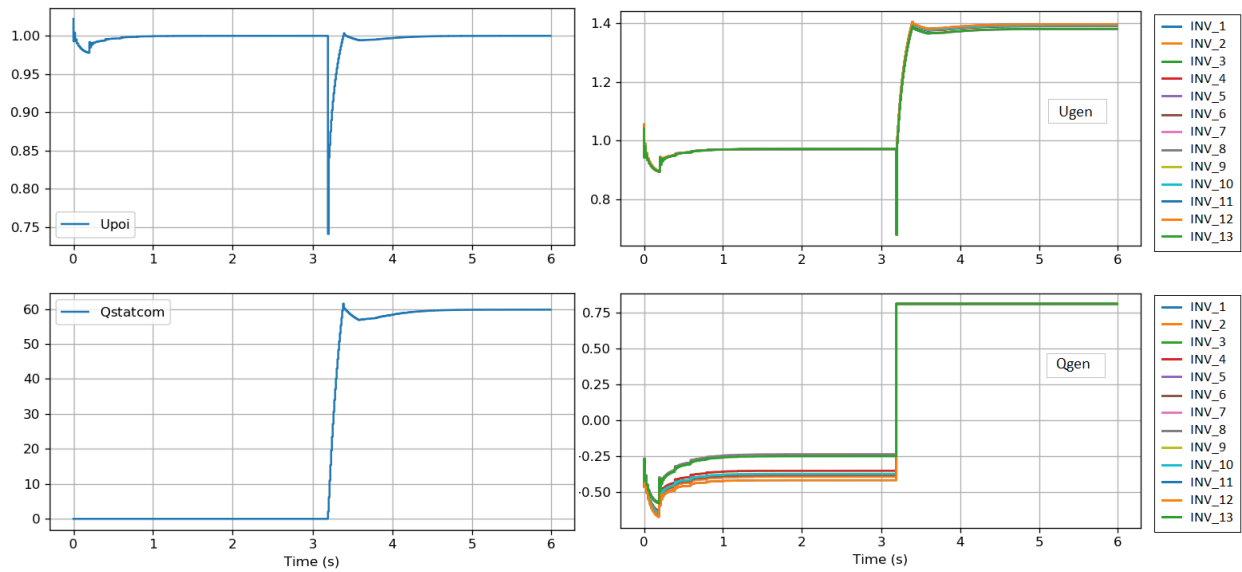
Gráfica 30. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.90 pu



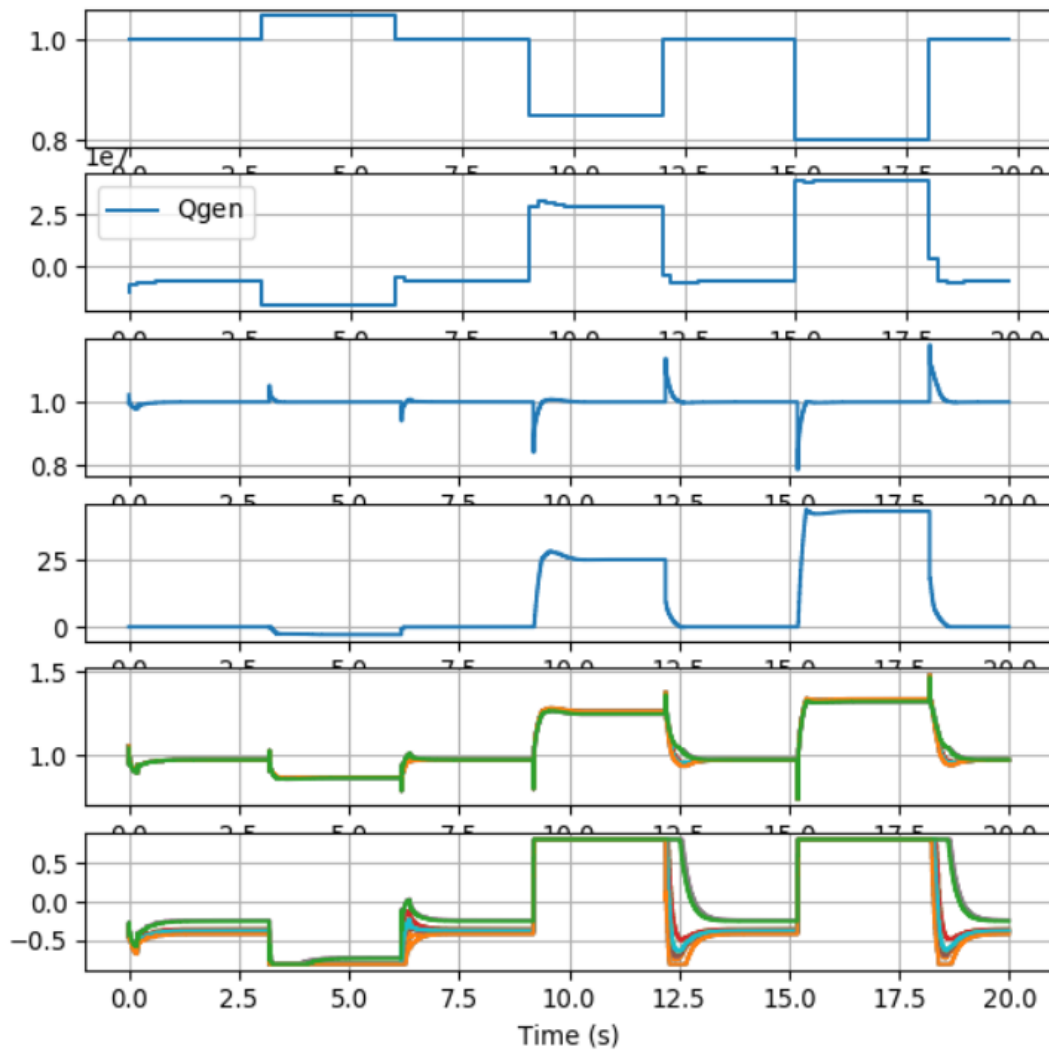
Gráfica 31. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.85 pu



Gráfica 32. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.80 pu



Gráfica 33. Respuesta de la instalación con PPC individual ante una perturbación en la tensión de la red de 0.76 pu



Gráfica 34. Respuesta de la instalación con PPC centralizado ante una perturbación en la tensión compuesta por varios escalones tanto de falta de tensión como de sobretensión a modo de puesta a prueba. Las gráficas son: tensión de la red, potencia reactiva total inyectada en el POI, tensión en el POI, reactiva inyectada por el STATCOM, tensión en los inversores y reactiva inyectada por los inversores

REFERENCIAS

- [1] B. Schade and T. Wiesenthal, *Comparison of Long-Term World Energy Studies*. 2007.
- [2] Red Eléctrica de España, “LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2019,” 2019.
- [3] J. M. Mauricio, “Tema 1.4: Control de parques,” vol. 2019, pp. 1–35, 2019.
- [4] Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), “Minimum Technical Requirements for Photovoltaic Generation (PV) Projects,” *Tech. Rep. PREPA*, pp. 1–7, 2012.
- [5] Red Eléctrica de España, “El sistema eléctrico canario,” 2016.
- [6] Google Maps, “Solten I, Tenerife.” <https://goo.gl/maps/56FwZzTxqpcDKPDm9>.
- [7] G. de E. Ministerio de Ciencia y Tecnología, “Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión,” *Boletín Of. del Estado*, vol. 224, pp. 33084–33086, 2002, [Online]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2002/09/18/pdfs/A33084-33086.pdf>.
- [8] G. de E. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial.,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 26607–26610, 2020.
- [9] G. de E. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.,” *Boletín Of. Del Estado*, vol. 7, no. 2, p. 43876, 2014, doi: 10.1142/S0219622008002983.
- [10] G. de E. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, “BOE-A-2018-219 «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.,” *Boletín Of. del Estado*, no. Sec. III, pp. 18855–18875, 2014, [Online]. Available: [https://www.boe.es/eli/es/res/2018/02/01/\(3\)/dof/spa/pdf](https://www.boe.es/eli/es/res/2018/02/01/(3)/dof/spa/pdf).
- [11] G. Vahan and S. Booth, “Review of PREPA technical requirements for interconnecting wind and solar generation,” *Natl. Renew. Energy Lab. (NREL), Tech. Rep. NREL/TP-5D00-57089.*, no. November, p. 72, 2013, [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57089.pdf>.
- [12] T. Basso, “IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid,” *Nrel*, no. December, p. 22, 2014.
- [13] R. E. de E. Dpto. Fiabilidad del sistema eléctrico, “Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración de MPE de acuerdo a la literatura técnica existente,” 2019.
- [14] Instituto Tecnológico y de Energías Renovables S.A., “Plantas Fotovoltaicas.” <http://propietarios.iter.es/instalaciones/plantafoto.html>.
- [15] Instituto Tecnológico y de Energías Renovables S.A., “Plataforma SOLTEN I.” <https://www.iter.es/plataforma-solten-i/>.
- [16] Instituto Tecnológico y de Energías Renovables S.A., “Ficha técnica: Inversor Teide 100,” pp. 1–2.
- [17] P. Gonz, M. Opde, O. Producciones, P. Solar, and O. Andaluc, “PROYECTO DE EJECUCIÓN PLANTA SUBESTACIÓN ELEVADORA EN EL MUNICIPIO DE ALCALÁ DE GUADAÍRA.”
- [18] G. R. El, S. Dpto, and S. El, “Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Canario en el año 2018,” 2019.

- [19] Power Engineering Group, “Tema 7 Utilización de dispositivos FACTS para cumplimiento de los requerimientos de conexión a red.”
- [20] F. De Bodega, M. D. Gutiérrez, Z. Aginako, K. J. Sagastabeitia, and E. T. T, “FACTS Formas de usar más eficientemente las líneas eléctricas existentes,” vol. 48012, 2010.
- [21] E. E. S. RODRÍGUEZ, “COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO (STATCOM): MODELADO Y SIMULACIÓN,” *Univ. Ind. SANTANDER Fac. Ing. FÍSICO - MECÁNICAS Esc. Ing. ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES BUCARAMANGA*, vol. 25, no. 1, pp. 1–14, 2006, doi: 10.1590/s1809-98232013000400007.
- [22] X. Li, D. Hui, and X. Lai, “Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 464–473, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2247428.
- [23] J. M. Mauricio, “Pydgrid - Python Distribution Grid simulator,” *Revision 58cdef6d*, 2018. <https://pydgrid.readthedocs.io/en/latest/>.
- [24] Prysmian, “Soluciones para Baja Tensión cables y accesorios 2016,” 2016.
- [25] Comité Técnico AEN/CTN 202 Instalaciones Eléctricas, “UNE 20460-5-523: Instalaciones eléctricas en edificios,” 1994.
- [26] Prysmian, “Soluciones para Media Tensión cables y accesorios 2016,” 2016.
- [27] R. R. Lara, “Sistemas digitales de instrumentación y control - Sistemas Digitales de Control en Tiempo Discreto,” p. 58, 2007.
- [28] M. A. M. Villalobos, J. F. P. Suárez, and G. O. Plata, “Control directo de potencia aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados a la red,” *Rev. Fac. Ing.*, no. 72, pp. 47–60, 2014.

GLOSARIO

ACS: Agua caliente sanitaria
PREPA: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
FACTS: Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna
BESS: Estación de almacenamiento energético en baterías
PPC: Controlador de plantas generadoras
MTR: Requerimientos técnicos mínimos
NREL: Laboratorio nacional de energía renovable (EEUU)
LVRT: Fallos por caída de tensión
ZVRT: Fallos por cero de tensión
NERC: Corporación norteamericana de fiabilidad eléctrica
IEEE: Instituto de Ingeniería eléctrica y electrónica
HECO: Compañía Eléctrica Hawaiana
TFG: Trabajo Fin de Grado
WTG: Turbinas de generación eólica
STATCOM: Compensador síncrono estático
VRS: Sistemas de regulación de tensión
SCR: Ratio de cortocircuito
MPE: Módulo de parque eléctrico
MPP: Punto de máxima potencia
SVC: Compensadores estáticos de potencia reactiva
POI: punto de interconexión
PI: controlador proporcional e integral