



Universidad de Oviedo
Universidá d'Uviéu
University of Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

AREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATOR: CONVERTIDOR DE POTENCIA QUE EMULA UN GENERADOR SÍNCRONO.

D. IGLESIAS ALONSO, Miguel
TUTOR: D. Cristian Blanco Charro
COTUTOR: D. Ángel Navarro Rodríguez

FECHA: Junio 2020

*A mi madre y mi padre...
por ser apoyo y ejemplo siempre presente.*

Resumen

Este trabajo de fin de grado realiza el modelado de un VSG (*Virtual Synchronous Generator*) con el objetivo de contribuir a una mayor integración de generación distribuida en la red eléctrica. El trabajo realizado incluye una revisión del estado del arte entorno a este tipo de convertidor, una revisión del marco legal español relacionado con la generación distribuida, el estudio y selección de la topología del VSG y el modelado del sistema. El resultado es verificado mediante simulación tanto operando en solitario como conectado a red.

Índice de la memoria

1. Contexto social	13
2. Hipótesis de partida y alcance	15
2.1. Introducción	15
2.2. Funcionamiento del sistema eléctrico	15
2.2.1. Generación	16
2.2.2. Transporte	17
2.2.3. Distribución	18
2.2.4. Consumo	19
2.3. Producción de energía en centrales eléctricas tradicionales	19
2.3.1. Fundamentos	19
2.3.2. Generadores síncronos	20
2.4. Introducción de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico	22
2.4.1. Fundamentos de la producción de energía mediante fuentes renovables	22
2.4.2. Convertidores de potencia	24
2.5. Generación distribuida	25

2.5.1.	Microrredes	26
2.5.2.	Papel de los convertidores en la microrred	27
2.6.	Generadores síncronos frente a convertidores de potencia	27
2.7.	Efectos de una mayor presencia de fuentes de energía renovable en la red eléctrica	29
2.8.	El generador síncrono virtual (<i>Virtual Synchronous Generator, VSG</i>)	30
2.9.	Hipótesis y alcance	32
3.	Objetivos concretos y relación con el estado actual	33
3.1.	Objetivos	33
3.2.	Evolución del marco legal español	34
4.	Metodología de trabajo	36
5.	Trabajo realizado y resultados obtenidos	38
5.1.	Sistema de potencia	38
5.1.1.	Topología del sistema	38
5.1.2.	Cálculo del filtro LC	39
5.2.	Fundamentos teóricos de control	41
5.2.1.	Sistema por unidad	41
5.2.2.	Control en <i>Droop</i>	41

5.2.3.	Transformadas de Clarke y de Park	43
5.3.	Sistema de control	45
5.3.1.	Control de corriente	45
5.3.2.	Modelo de impedancia	48
5.3.3.	AVR (<i>Automatic Voltage Regulation</i>)	49
5.3.4.	Modelo del rotor	50
5.3.5.	Control de frecuencia	51
5.3.6.	SRF-PLL (<i>Synchronous Reference Frame-Phase Lock Loop</i>)	52
5.3.7.	Sincronización en fase y tensión	53
5.3.8.	Esquema de control completo	55
5.4.	Simulaciones	57
5.4.1.	Dinámica en frecuencia de un VSG frente a un convertidor con control en <i>droop</i>	59
5.4.2.	Funcionamiento del VSG en modo isla	61
5.4.3.	Funcionamiento del VSG conectado a red	64
5.4.4.	Operación en paralelo de 2 VSGs	68
6.	Conclusiones y trabajos futuros	73

7. Bibliografía

75

Índice de figuras

2.1.	Potencia instalada en 2020 en España según tipo de energía [6].	16
2.2.	Esquema general del sistema eléctrico. Valores de voltajes obtenidos en: [7] . .	18
2.3.	Esquema de un generador síncrono [14]	21
2.4.	Resumen gráfico de la ley de Faraday-Lenz	21
2.5.	Esquema básico de una instalación fotovoltaica	23
2.6.	Curva V-I característica de un panel solar determinado [2]	24
2.7.	Esquema de un inversor monofásico	25
2.8.	Control de un convertidor VSG [2]	31
2.9.	Control de un convertidor <i>droop</i> [2]	32
4.1.	Diagrama de Gantt del proyecto	37
5.1.	Sistema de potencia del VSG	38
5.2.	Topología de los filtros de acoplamiento: (a) Filtro L (b) Filtro LC (c) Filtro LCL	39
5.3.	Modelo simplificado de un convertidor conectado a la red de distribución . . .	42
5.4.	Representación gráfica de las ecuaciones <i>droop</i>	43
5.5.	Transformada de Clarke	44

5.6. Transformada de Park	45
5.7. Planta a considerar para control de corriente	46
5.8. Esquema del control de corriente	47
5.9. (a) Modelo de impedancia (b) Esquema de control	48
5.10. Esquema saturación de corriente	49
5.11. Esquema AVR	49
5.12. Esquema del modelado del rotor	51
5.13. Esquema del control de frecuencia	52
5.14. (a) Implementación de una SRF-PLL (b) Esquema de control	53
5.15. (a) Sincronización en frecuencia (b) Sincronización en tensión	54
5.16. Sistema de control del VSG modelado	55
5.17. Sistema de control detallado del VSG modelado	56
5.18. Esquema usado para cada convertidor en la comparativa de dinámicas en frecuencia. Simplificación unifilar.	59
5.19. Respuesta en frecuencia según método de control e inercia	60
5.20. Simplificación unifilar de la simulación en modo isla.	61
5.21. Respuesta de potencia activa y reactiva.	62
5.22. Respuesta del control de corriente en los ejes d y q en modo isla.	63

5.23. Referencia generada por el AVR y el voltaje en bornes del convertidor en modo isla.	63
5.24. Referencia de frecuencia del convertidor en modo isla.	63
5.25. Simplificación unifilar de la simulación en conexión a red.	64
5.26. Referencia de frecuencia del VSG y la red	65
5.27. Potencia entregada por el convertidor y la red	65
5.28. Respuesta del control de corriente en los ejes d y q operando con conexión a red	67
5.29. Referencia generada por el AVR y el voltaje en bornes del convertidor en conexión a red.	67
5.30. Simplificación unifilar de la simulación en paralelo	68
5.31. Respuesta en potencia de ambos convertidores en paralelo	69
5.32. Respuesta del control de corriente en los ejes d y q del convertidor de 5 KVA. .	70
5.33. Respuesta del control de corriente en los ejes d y q del convertidor de 10 KVA.	70
5.34. Referencia generada por el AVR y el voltaje en bornes de los convertidores en paralelo.	71
5.35. Referencia de frecuencia de ambos convertidores y frecuencia de la red	71

Índice de tablas

5.1. Impedancia típica de las líneas según tensión [19]	42
5.2. Parámetros de simulación	58
5.3. RoCoF según tipo de convertidor e inercia	61

MEMORIA

1. Contexto social

Las sociedades modernas se enfrentan a múltiples desafíos, algunos de ellos compartidos, y otros dependientes de las circunstancias y la historia de cada una de ellas, sin embargo, uno destaca por encima del resto por afectar a todas ellas sin excepción, por su dificultad y por su magnitud: el desafío medioambiental. Las circunstancias actuales tienen su origen en múltiples factores, aunque puede destacarse por encima del resto la problemática ligada al aumento de la temperatura global y el cambio climático. Tal y como se puede apreciar en el informe de 2014 del IPCC [16] (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la actividad humana siguen una tendencia claramente ascendente en los últimos años directamente relacionada con el aumento de la temperatura media del planeta. Esta evolución trae consigo cambios medioambientales de diversas consecuencias que pueden transformar la vida en el planeta tal y como la conocemos sino se actúa en consecuencia.

La gravedad del problema ha llevado a organizar cumbres por el clima, encuentros entre gobiernos e incluso compromisos formales en los que la solución siempre pasa por reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero causantes de este fenómeno. Varias propuestas están sobre la mesa, aunque pocas son tan sonadas como la transición hacia un nuevo modelo de producción de energía menos dependiente de fuentes contaminantes como: el carbón, el petróleo o el gas natural. En estas circunstancias, la tecnología y la innovación jugarán un papel clave para afrontar el cambio hacia este nuevo modelo energético que supondrá nuevos escenarios para gobiernos y operadores de red. Una de las mayores dificultades será, en primer lugar, garantizar la calidad de servicio a la que estamos acostumbrados en términos de disponibilidad y calidad de la energía usando fuentes de energía diferentes y con mucho menos recorrido que las tradicionales. En segundo lugar, será necesario reorganizar el sistema eléctrico entorno a sus nuevos protagonistas, es decir, entorno a las energías limpias, favoreciendo la eficiencia y abriendo la mente a nuevos escenarios de generación y consumo.

Es en este punto donde la problemática social enlaza con el contenido de este proyecto,

que busca proponer una solución a los problemas relativos a la calidad de la energía mientras se presenta un escenario eléctrico de pequeños consumidores autosuficientes.

2. Hipótesis de partida y alcance

2.1.- INTRODUCCIÓN

Para poder comprender todo el desarrollo que se presentará en capítulos posteriores es indispensable realizar un resumen capaz de centrar y orientar al lector hacia una comprensión más sencilla del alcance y las circunstancias en las que se desarrolla el proyecto. Es por ello que se dedicará el presente capítulo a proveer dichas bases en su mayoría de carácter conceptual dando una ligera pincelada de los aspectos técnicos más determinantes.

2.2.- FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico es una de las obras más complejas diseñadas por la humanidad de la cual depende la disponibilidad de energía de calidad para pequeños y grandes consumidores. Esta complejidad viene dada por múltiples factores entre los que destaca el tamaño de la red a gestionar, de unos 44372 km de tendido eléctrico de alta tensión [5] y 110480 MW de potencia instalada [6], ambos datos referidos a España, y el hecho de que la energía eléctrica no puede almacenarse masivamente. Este último factor provoca que la demanda de energía debe estar siempre satisfecha por la oferta de la misma obligando a realizar estimaciones de demanda que permitan tener disponible la capacidad de generación necesaria. Esta labor de coordinación y gestión es responsabilidad de la figura del operador de red, que en España es REE (Red Eléctrica de España) y que debe garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro.

La forma más sencilla de comprender el sistema eléctrico consiste en dividirlo en sus etapas fundamentales que son: generación, transporte, distribución y consumo. Todas ellas explicadas con más detalle en los siguientes apartados.

2.2.1.- Generación

La generación de energía eléctrica es la parte del sistema donde se origina la energía consumida. Esta energía puede proceder de diferentes fuentes aunque todos los sistemas eléctricos buscan tener a su disposición diferentes opciones de generación, a este reparto se le conoce como mix energético [11].

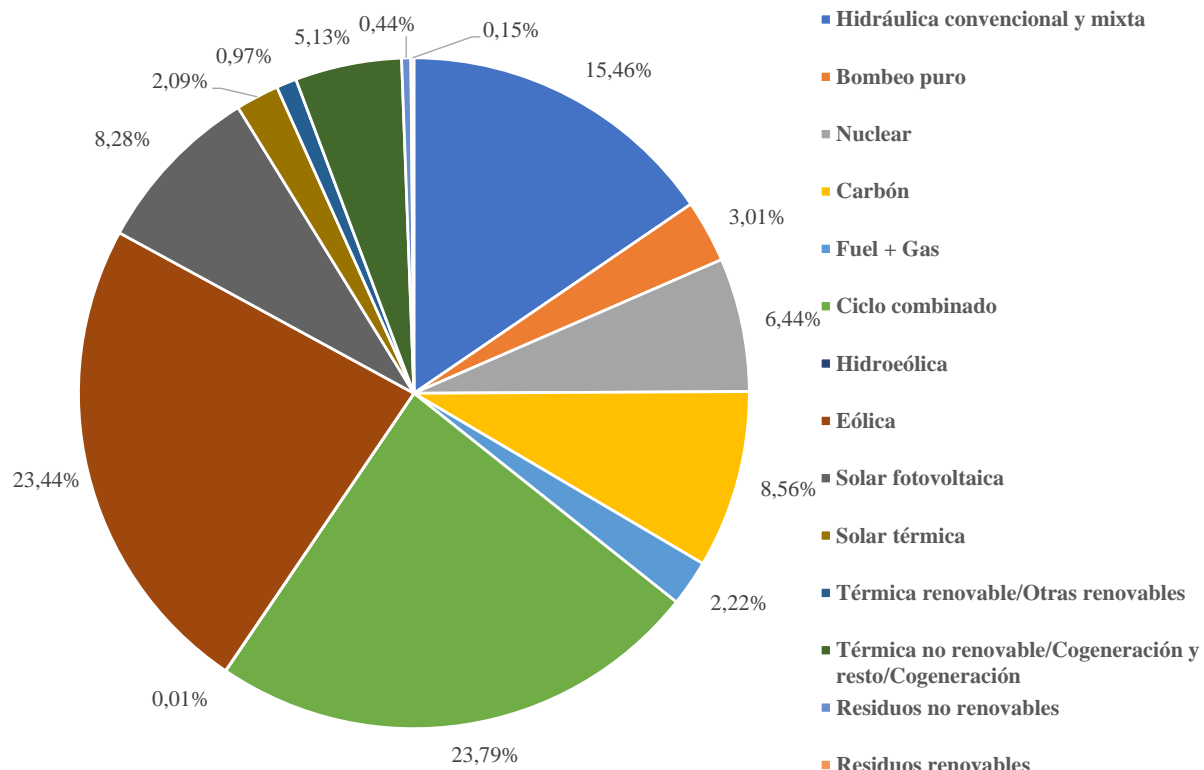


Figura 2.1.- Potencia instalada en 2020 en España según tipo de energía [6].

El mix energético representa las fuentes de energía disponibles dentro de un sistema eléctrico y su proporción y se caracteriza por incluir fuentes variadas. La razón de no ligar la producción energética a una sola fuente responde a que las características de las plantas de generación varían. Algunas plantas, como las nucleares, siguen un proceso de arranque lento y costoso pero su operación constante resulta en energía muy asequible, otras, como los ciclos combinados de gas, son de respuesta rápida pero la energía generada es más costosa en opera-

ción constante y, más recientemente, energías como la solar o la eólica añaden el problema de depender de las condiciones meteorológicas. Con los recursos disponibles en el mix energético, el objetivo es buscar una combinación que cubra la demanda en tiempo real con el menor coste según los diferentes escenarios que se presenten. En la Figura 2.1 podemos ver el mix energético de España.

Las plantas de generación no siempre es posible ni deseable instalarlas cerca de los consumidores por lo que suelen ubicarse en zonas con condiciones favorables según el tipo de energía y lejos de núcleos urbanos deslocalizando la contaminación. Un ejemplo podrían ser la centrales hidráulicas, muy condicionadas por el terreno, o las centrales térmicas, que necesitan un suministro de agua cercano y cuyas emisiones son preferibles lejos de la población.

2.2.2.- Transporte

Una vez la energía es producida es necesario llevarla hasta los centros de consumo, generalmente situados a grandes distancias, mediante líneas de transporte. Estas líneas generan pérdidas de energía en forma de calor debido al efecto Joule, cuya expresión matemática vemos en (2.1) siendo E la energía disipada en forma de calor, I la corriente que atraviesa el conductor, R la resistencia del conductor y t el tiempo [11].

$$E = I^2 R t \quad (2.1)$$

Como podemos ver la pérdidas crecen según el cuadrado de la corriente eléctrica por lo que podremos minimizarlas si reducimos la corriente. Para conseguir esto se utilizan transformadores. Estos dispositivos, haciendo uso de las características de la corriente alterna generada en la centrales eléctricas, son capaces de aumentar y reducir la tensión respetando la potencia. Puesto que la potencia es el producto de voltaje e intensidad y esta se mantiene constante, un incremento de voltaje da lugar a una reducción de corriente eléctrica y a menos pérdidas en las líneas de transmisión. Es por esta razón que existen líneas de alta tensión. Según se va aproximando la energía a su destino, haciendo uso de nuevo de transformadores se reduce la tensión.

Los lugares donde se realizan estas operaciones reciben el nombre de subestaciones. El resultado final es una serie de líneas de transporte de diferentes tensiones de las que harán uso grandes consumidores de energía como las industrias electrointensivas [11]. Podemos ver un resumen de lo dicho en la Figura 2.2.

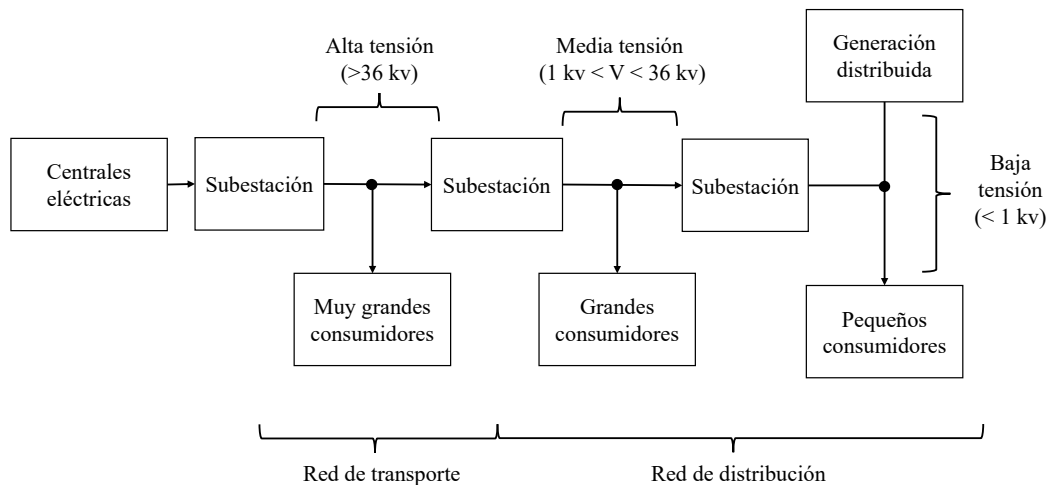


Figura 2.2.- Esquema general del sistema eléctrico. Valores de voltajes obtenidos en: [7]

La red de transporte presenta redundancias en su recorrido que aunque puedan parecer innecesarias, debido a la catástrofe que sería un corte masivo de suministro se hacen fundamentales. La tarea de gestionar esta red de transporte es una actividad regulada por el Estado y recae en el operador de red que en España es REE.

2.2.3.- Distribución

Como se apreciaba en la Figura 2.2, además de la red de transporte existe una red de distribución que conducirá la energía eléctrica desde las redes de transporte hasta la mayoría de consumidores. Además de consumidores, los excedentes de instalaciones de autoconsumo y las instalaciones de generación distribuida, pueden verter su energía en esta red. Las instalaciones de generación distribuida son un nuevo concepto dentro de la generación de energía que se tratará con detalle más adelante y que podemos resumir como centros de generación de energía de menor potencia que las centrales clásicas y situadas en lugares próximos a los consumidores finales.

La distribución de energía eléctrica es una actividad regulada por el Estado y por tanto, pese a que la red de distribución es propiedad de compañías eléctricas, estas deberán garantizar su mantenimiento y funcionamiento así como el libre acceso de las empresas comercializadoras y los consumidores.

2.2.4.- Consumo

Es la etapa final del proceso, en este punto se hace uso de la energía. Dentro del consumo de energía destaca la figura de la comercializadora, que es la empresa eléctrica encargada de ofertar tarifas eléctricas de libre mercado. Estas compañías podrán realizar ofertas aunque no posean la línea de distribución de la zona ya que tienen acceso garantizado. Como alternativa, el consumidor tiene la opción de acogerse a una tarifa PVPR (Precio Voluntario del Pequeño Consumidor), regulada por el Estado y ofertada por una comercializadora de referencia [4].

La determinación de los precios de la electricidad se realiza en el mercado mayorista de la energía también conocido como *pool* en el que proveedores y demandantes negocian. La figura encargada de controlar estas operaciones es el operador del mercado eléctrico: OMEL.

2.3.- PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN CENTRALES ELÉCTRICAS TRADICIONALES

2.3.1.- Fundamentos

La generación de energía en centrales eléctricas tradicionales se basa principalmente en el uso de algún fluido en movimiento para mover una turbina y generar electricidad. Este fluido puede ser agua que desciende desde una altura superior a una inferior (energía hidráulica) o más comúnmente vapor de agua (térmica y nuclear)

El principio de funcionamiento de una central hidráulica es simple. Si se dispone de la orografía correcta es posible construir una presa capaz de retener agua y después canalizarla a través de turbinas. En algunos casos, existe la posibilidad de construir dos embalses o un

deposito auxiliar que permita que el agua pueda ser bombeada a alturas mayores en periodos de exceso de energía, haciendo el papel de baterías naturales.

En el caso de las centrales donde el fluido de trabajo es el vapor, este es generado en una caldera donde el calor procede de la quema de algún combustible o, como en las centrales nucleares, de una reacción nuclear en un reactor. Acto seguido, el vapor a alta presión atraviesa diferentes turbinas que transforman esta presión en energía eléctrica. Finalmente, un circuito de condensación y una torre de refrigeración recuperan el estado líquido del vapor.

Con el objetivo de alcanzar una mejor eficiencia, algunas centrales han añadido etapas para aprovechar el calor residual en los gases de la combustión dando lugar a lo que se conoce como cogeneración. Destacan las centrales de ciclo combinado en las que se turbinan tanto el vapor como los gases de salida.

A modo de resumen, puede apreciarse que las formas clásicas de generación de energía se basan en el uso de turbinas para obtener energía eléctrica, como se verá a continuación, estas turbinas se encuentran conectadas a los verdaderos responsables de la generación de electricidad: los generadores síncronos.

2.3.2.- Generadores síncronos

Los generadores síncronos, también conocidos como alternadores, son máquinas eléctricas que transforman energía mecánica de rotación en energía eléctrica y viceversa si actúan como motores.

El funcionamiento de un alternador tiene su base en la inducción electromagnética. Este fenómeno responde a ley de Faraday-Lenz, que puede verse en (2.2) donde ε (V) es la fuerza electromotriz inducida, Φ (Wb) el flujo magnético, t (s) el tiempo y N el número de vueltas de la espira [14].

$$\varepsilon = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.2)$$

La ley de Faraday-Lenz nos indica que si varía el flujo magnético que atraviesa una espira conductora de N vueltas, se obtendrá una tensión en sus extremos proporcional a la variación de dicho flujo. En la Figura 2.4 se ve como el movimiento de avance y retroceso del imán provoca una tensión en los extremos de la bobina ya que se modifica el flujo a través de ella. En el caso de un alternador, el imán se encuentra en el rotor, parte móvil del conjunto, y la bobina en el estátor, parte fija. El resultado del movimiento del rotor dentro del estátor es una corriente alterna en bornes del generador. Para conseguir corriente trifásica, el bobinado del estátor se divide en tres fases separadas 120° una respecto a otra.

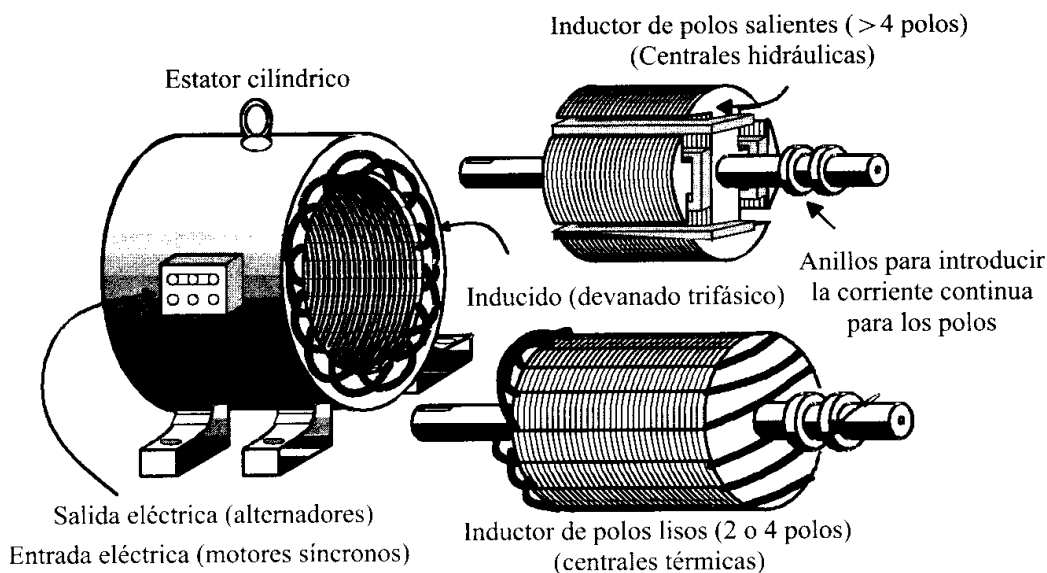


Figura 2.3.- Esquema de un generador síncrono [14]

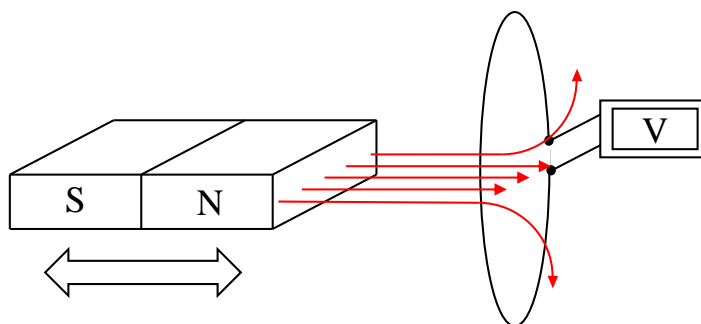


Figura 2.4.- Resumen gráfico de la ley de Faraday-Lenz

La electricidad y el magnetismo están estrechamente ligados y esto tiene como consecuencia que no solo un imán puede inducir corriente sino que también una corriente puede producir un campo magnético en torno al conductor. Aplicado a un alternador, implica que la corriente inducida en el estátor genera un campo magnético que gira a la misma velocidad que el campo del rotor, es decir, a la velocidad del rotor. Este es el motivo de que reciban el nombre de máquinas síncronas. Otra consecuencia de esto es que existe una rígida relación entre la frecuencia de la corriente inducida y la velocidad del rotor como vemos en (2.3), donde n es la velocidad del rotor en rpm, f es la frecuencia de la corriente en Hz y p el número de pares de polos del generador [14]. De esta manera, se puede entrever que controlar la velocidad del rotor será un aspecto clave para garantizar una frecuencia constante en la red, como se verá más adelante.

$$n = \frac{60f}{p} \quad (2.3)$$

La topología de los generadores síncronos es relativamente variada. Atendiendo a su rotor, la sección de este puede tomar una forma constante o variable, como puede verse en la Figura 2.3. Atendiendo a como se genera el campo magnético del rotor, existen generadores de imanes permanentes o de electroimanes.

2.4.- INTRODUCCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

2.4.1.- Fundamentos de la producción de energía mediante fuentes renovables

Tal y como se ha visto anteriormente, la base de la producción de energía por medios tradicionales son los generadores síncronos, sin embargo, el procedimiento cambia sustancialmente para algunas energías renovables. Algunas, como la energía geotérmica, conservan el uso de alternadores pero otras, como la energía solar o eólica, necesitan etapas potencia y mecanismos de control para buscar el mejor rendimiento [2].

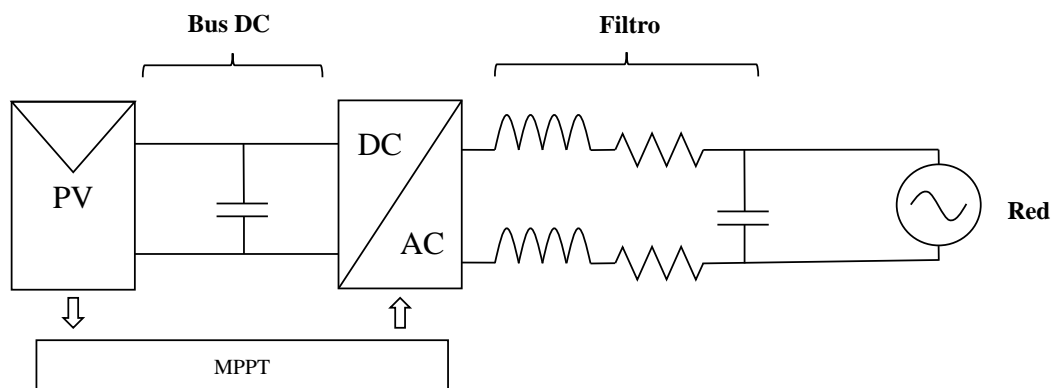


Figura 2.5.- Esquema básico de una instalación fotovoltaica

Como ejemplo, se puede ver en la Figura 2.5 un esquema de una instalación solar básica. En ella se aprecian diferentes elementos de los que destaca el grupo de paneles solares (PV), el convertidor de potencia (DC/AC) y el algoritmo de control MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Cada uno de los elementos cumple las siguientes funciones:

- **Paneles solares:** generan energía a partir del sol. La energía generada dependerá de las características propias del panel y de condiciones externas como la irradiancia o la temperatura. La corriente eléctrica generada es continua.
- **Convertidor de potencia:** su misión es inyectar energía en la red, sincronizándose con ella en voltaje, frecuencia y fase. Estos dispositivos tienen la capacidad de transformar diferentes aspectos de la tensión de entrada. En este caso, que transforma corriente continua en alterna, recibe el nombre de inversor.
- **MPPT:** se trata de la estrategia de control del panel solar. En la Figura 2.6 podemos ver la curva característica de un panel solar determinado. El producto de la intensidad y el voltaje resulta en la potencia del panel, por lo que es de interés mantener este valor lo más alto posible. Este sistema, mediante el control del inversor, desplaza el punto de operación del panel por la curva buscando el punto de máxima potencia en cada momento, ya que esta curva no es constante y puede variar.

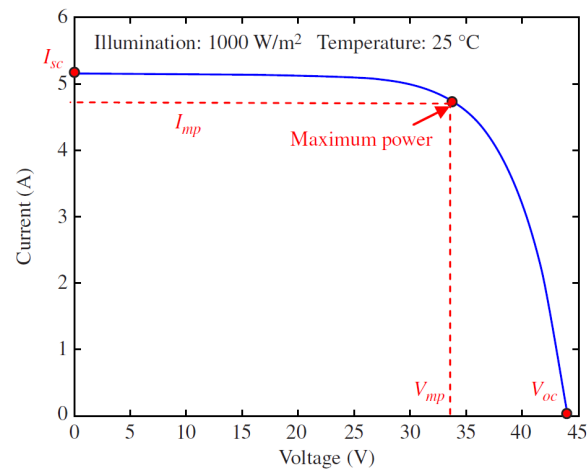


Figura 2.6.- Curva V-I característica de un panel solar determinado [2]

La energía eólica también necesita de mecanismos de control para buscar un rendimiento óptimo por lo que la energía producida debe también inyectarse mediante convertidores.

Como puede verse, cuando hablamos de paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, el elemento clave que permite inyectar potencia a la red eléctrica son los convertidores de potencia, unos dispositivos electrónicos que se explicarán en más detalle a continuación.

2.4.2.- Convertidores de potencia

Como se aventuraba en el apartado anterior, los convertidores de potencia son dispositivos electrónicos capaces de transformar una tensión de entrada en otra de salida modificando diferentes características de esta según se desee.

Existen multitud de tipos según su propósito pero para simplificar nos centraremos en aquellos usados en la inyección de energía, estos convertidores reciben el nombre de inversores de enlace a red o GTI (*Grid Tie Inverter*) y consisten en una serie de interruptores gobernados por una unidad de control. Estos interruptores reciben el nombre de transistores y su estado (abierto o cerrado) lo determina la señal de control de entrada generada por un microcontrolador. Controlando esta señal de gobierno es como se consigue obtener la salida deseada. En aplicaciones como la energía solar o eólica, el objetivo es transformar una corriente continua en una

alterna que pueda inyectarse en la red. Para ello, se debe realizar una sincronización de forma que la tensión de salida del convertidor sea de igual magnitud, frecuencia y fase. Un esquema de un inversor monofásico puede verse en la Figura 2.7.

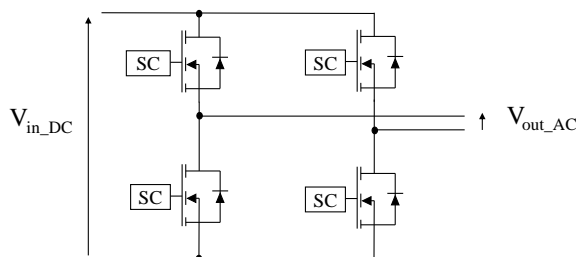


Figura 2.7.- Esquema de un inversor monofásico

2.5.- GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En contraposición al esquema tradicional de generación donde la energía se produce en grandes plantas de generación para luego ser transportada hasta los consumidores, existe el concepto de generación distribuida. Este nuevo planteamiento supone desplazar la generación de estos grandes centros a pequeñas instalaciones cerca de los puntos de consumo. La generación distribuida ofrece múltiples beneficios que podemos resumir en:

- **Reducción de la contaminación:** las fuentes de energía que son protagonistas en las instalaciones de generación distribuida son la energía eólica y solar lo que supone evidentes ventajas para el medio ambiente.
- **Reducción de pérdidas en el transporte:** el hecho de que la generación esté cerca del consumo reduce las pérdidas en las largas líneas de transporte, incrementando la eficiencia.
- **Mayor implicación del consumidor:** frecuentemente estas instalaciones pertenecen a múltiples pequeños consumidores lo que conlleva aumentar su implicación en el sistema

eléctrico. Este nuevo consumidor tratará de distanciarse de la filosofía de conectar y consumir en cualquier instante y buscará obtener el máximo rendimiento de su instalación reduciendo su necesidad de la red principal y uniformizando la demanda de energía.

- **Sistema descentralizado:** la generación distribuida abre la posibilidad de crear pequeñas redes de consumidores con cierto grado de independencia respecto a la red principal. La comunicación de estas redes con la principal abre un nuevo horizonte de posibilidades pudiendo, por ejemplo, recurrir a la energía almacenada en las baterías de una de estas redes en caso de necesidad.
- **Acceso remoto a la electricidad:** las instalaciones de generación distribuida tienen capacidad de ser independientes de la red principal, lo que puede ser una solución para los lugares donde el acceso a las líneas de distribución es difícil.

La generación distribuida se presenta como una nueva opción para la integración de más sistemas de generación renovable de forma eficiente y con un gran número de ventajas. Sin embargo, un mayor número de fuentes de energía renovable en el sistema así como su gestión abre un horizonte nuevo de trabajo y desafíos.

2.5.1.- Microrredes

Las microrredes consisten uno de los aspectos más interesantes de la generación distribuida. Están formadas por fuentes de energía renovable generalmente y consumidores y suelen contar con sistemas de almacenamiento de energía.

Las microrredes pueden operar en modo isla, es decir, completamente aisladas de la red eléctrica principal (*islanded mode*) o conectadas a la red de distribución (*grid-connected mode*). En este último caso, desde el punto de vista de la red eléctrica, la microrred consiste en una unidad completa y autónoma y es responsabilidad suya garantizar un buen servicio en su interior. De esta manera, las microrredes deben contar con sistemas de control que garanticen un buen funcionamiento. Este control incluye el control de los convertidores según su papel en la microrred, un sistema de control central, un buen sistema de comunicaciones entre equipos

y todo la instrumentación necesaria para monitorizar las variables necesarias. Los niveles de control pueden aumentar dependiendo de las dimensiones de la microrred.

2.5.2.- Papel de los convertidores en la microrred

El papel de los convertidores en una microrred va más allá de la pura inyección de potencia. Dado que la microrred puede funcionar aislada de la red de distribución, esta debe tener la capacidad de formar una red estable. Atendiendo al papel de los convertidores que hace posible que la red funcione de manera adecuada se distingue entre [19] [15]:

- **Formador de red (*Grid forming*):** se trata de convertidores cuyo esquema de control se centra en mantener el voltaje y frecuencia de la red en un valor determinado. Son los responsables de formar la red propiamente dicha y mantenerla estable por lo que consumirán o inyectarán potencia según sea necesario para mantener dicha estabilidad.
- **Alimentador de red (*Grid feeding*):** se trata de convertidores cuyo esquema de control se centra en la inyección de potencia a la red. Su única presencia no fija ni el voltaje ni la frecuencia por lo que una microrred compuesta únicamente por estos convertidores será inestable aislada de la principal.
- **Apoyo de red (*Grid supporting*):** se trata de convertidores cuyo esquema de control busca servir de apoyo a los formadores de red, participando en la regulación de voltaje y frecuencia. Cuentan con un control en *droop* que les permite operar en paralelo con otros convertidores *forming* y *supporting* sin necesidad de líneas de comunicación.

2.6.- GENERADORES SÍNCRONOS FRENTE A CONVERTIDORES DE POTENCIA

Aunque ambos dispositivos son el enlace de sus respectivas fuentes de energía y la red, existen diferencias respecto a cómo ambos asumen los cambios en la carga a soportar.

En primer lugar, debe introducirse en este punto el mecanismo que permite que varios

alternadores y convertidores funcionen en paralelo sin colapsar la red y repartiendo las cargas entre ellos, este mecanismo es el control en *droop*. El fundamento de este mecanismo será explicado en detalle más adelante pero, a modo de resumen, puede decirse que un incremento en la potencia activa demandada por las cargas implicará una reducción en la frecuencia de la red. A continuación, se analizará cómo se comporta la frecuencia en ambos sistemas a la hora de asumir cambios en la carga.

En el momento en el que un generador síncrono asume una nueva carga, el fluido de trabajo debe proporcionar el suficiente par para mover el rotor y las cargas eléctricas conectadas al generador, que ejercen un par opuesto. Debido al control en *droop*, se establecerá la potencia a entregar por cada generador conectado a la red y una nueva frecuencia. La transición hacia el nuevo régimen de operación se rige, internamente, por la segunda ley de Newton aplicada a cuerpos en rotación (2.4). Donde T es el par en Nm, J es el momento de inercia en Kgm^2 y ω la velocidad angular en rad/s.

$$\sum T = J \frac{d\omega}{dt} \Rightarrow \sum P = J\omega \frac{d\omega}{dt} \quad (2.4)$$

Si se multiplica por ω , puede verse como, en el momento en que el generador acelera o frena, entregando más o menos potencia, la energía almacenada en el rotor en forma de inercia provoca que el transitorio sea suave y progresivo. Los efectos de la presencia de una masa real en movimiento con inercia implica beneficios en forma de estabilidad en la red eléctrica.

En el caso de los convertidores de potencia, su sistema de control, al igual que el de los generadores síncronos, determina el nuevo punto de operación. Sin embargo, la ausencia de un elemento móvil que proporcione inercia provoca que las transiciones sean muy rápidas de un estado a otro. De igual forma que para los alternadores, este comportamiento tiene consecuencias y se traduce en una red más débil y más susceptible de volverse inestable.

2.7.- EFECTOS DE UNA MAYOR PRESENCIA DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA RED ELÉCTRICA

Si bien un mayor número de fuentes de energía renovable es beneficioso desde diferentes puntos de vista, ofrece problemas que deberán solucionarse si se quiere mantener la actual calidad y disponibilidad de la energía.

Como se vio anteriormente, más energía verde implica un mayor número de convertidores de potencia en la red que carecen de la inercia propia de los generadores síncronos. También se vio que una de las claves de la operación en paralelo es el control en *droop*, que establece una relación inversa entre la frecuencia y la potencia activa. Estos hechos sumados a una red con una presencia alta de fuentes de energía renovable tiene como consecuencias una red más débil.

Dada la necesidad de suministrar al instante la energía demandada por los consumidores, el apoyo de la energía almacenada en forma de inercia en los generadores provoca que la operación sea más sencilla y que la oferta y la demanda puedan emparejarse en tiempo real. Un sistema que carezca de este soporte no podrá asumir en muchas ocasiones cambios en la demanda. Si se supone el hipotético caso en el que la demanda crece en una zona demasiado rápido, descendiendo la frecuencia de igual forma, el operador de red deberá desconectar esa zona de la red si no puede suministrar esa energía para evitar el colapso del sistema. La desconexión de una parte de la red es una gran perturbación para el resto del sistema que de no gestionarse correctamente puede llevar a un estado de inestabilidad y por consiguiente a un apagón masivo.

Para concluir, puede resumirse que cuando la inercia disminuye, los cambios producidos en la frecuencia por cambios en el consumo son más rápidos y de mayor tamaño y por tanto da lugar a una red más débil [18].

2.8.- EL GENERADOR SÍNCRONO VIRTUAL (*VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATOR, VSG*)

Ante los problemas de inercia que presentan los convertidores y la imposibilidad de prescindir de energías limpias algunos autores, como vemos en [2] y [13], proponen adaptar el control de los convertidores de forma que sean capaces de simular la inercia de un generador síncrono. El diseño se fundamenta en el uso de dispositivos de almacenamiento de energía como baterías y condensadores, para emular la energía almacenada en forma de inercia aumentando la estabilidad de la red y el número de dispositivos integrables. El núcleo del sistema de control se basa en la *swing equation*, que ya hemos mencionado antes en (2.4) y que añadiendo el amortiguamiento propio de la fricción del rotor entre otros resulta en:

$$P_{in} - P_{out} = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} + D_{pu}P_{base} \frac{\omega_m - \omega_g}{\omega_0} \quad (2.5)$$

Donde P_{in} es la potencia activa generada por el rotor virtual, P_{out} en la potencia activa medida a la salida del convertidor, J es la inercia virtual, ω_m es la velocidad angular del rotor virtual, D_{pu} es el factor de amortiguamiento expresado en sistema por unidad, P_{base} es la potencia nominal del generador distribuido, ω_0 es la frecuencia angular nominal y ω_g la frecuencia angular de la red. Nótese que se asume que el VSG tiene un número de pares de polos igual a 1, por lo que frecuencia eléctrica y frecuencia de rotación son iguales en régimen permanente. De las variables de la ecuación (2.5), ω_m es la incógnita mientras que P_{in} es la entrada, el resto de variables o bien son constantes, como el amortiguamiento, la inercia, la potencia nominal y la frecuencia nominal o bien son medidas, como la frecuencia de la red o la potencia de salida. La potencia a proporcionar viene dada por:

$$P_{in} = P_0 - k_{p_{pu}}P_{base} \frac{\omega_m - \omega_g}{\omega_0} \quad (2.6)$$

Donde P_0 es la referencia de potencia activa, es decir, la potencia activa que se inyectará a frecuencia nominal y $k_{p_{pu}}$ es el coeficiente del *droop*. Si se supone $k_p = (k_{p_{pu}}P_{base})/\omega_0$ y

$D = (D_{pu}P_{base})/\omega_0$ y se iguala P_{in} en las ecuaciones (2.5) y (2.6) se obtiene:

$$P_0 - P_{out} - k_p(\omega_m - \omega_0) = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} + D(\omega_m - \omega_g) \quad (2.7)$$

Como puede verse, si se implementa este mecanismo de control basándose en estos desarrollos, como el mostrado en la Figura 2.8, se obtiene una respuesta por parte de un convertidor de características similares a la proporcionada por un generador síncrono gracias a las variables virtuales. Para observar las diferencias entre un convertidor con control en *droop* y un VSG se presenta a continuación la ecuación *droop* que rige la evolución de la frecuencia y la potencia activa en un convertidor *droop*:

$$\omega_m = -\frac{P_{out} - P_0}{k_p} + \omega_0 \quad (2.8)$$

Si se consideran los valores de $J = 0$ y $D = 0$, (2.7) es igual que (2.8) por lo que puede afirmarse que el control en *droop* es un caso concreto del control de un VSG.

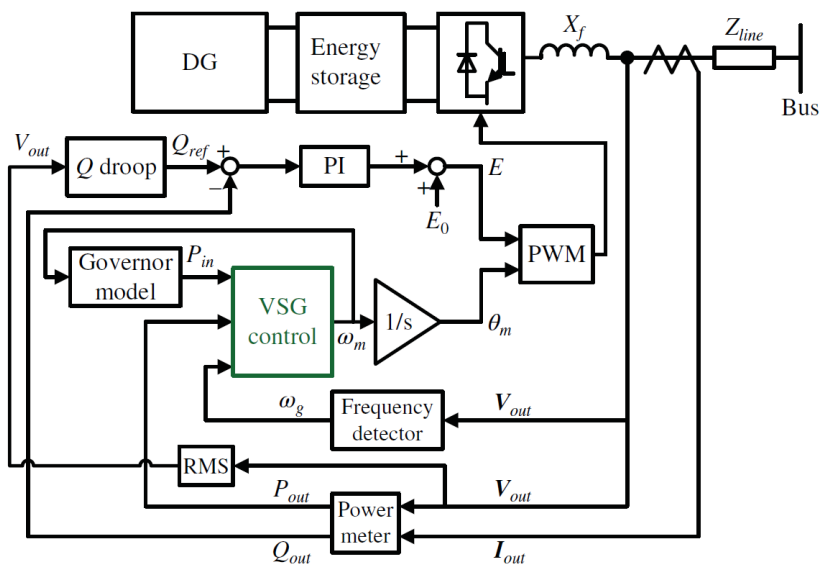


Figura 2.8.- Control de un convertidor VSG [2]

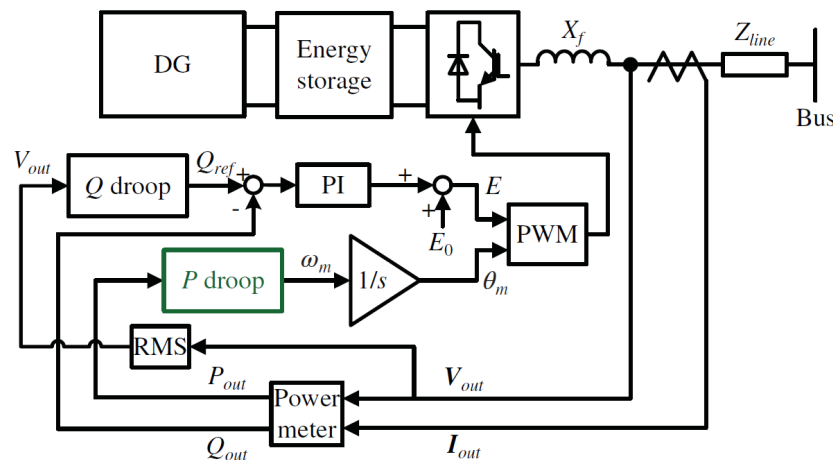


Figura 2.9.- Control de un convertidor *droop* [2]

2.9.- HIPÓTESIS Y ALCANCE

La premisa a demostrar por este proyecto será pues, que un sistema de control para un convertidor de potencia basado en simular características de un generador síncrono, aporta mayor inercia a la red que un convertidor con control en *droop*.

En este sentido, el proyecto se sitúa en un proyecto más amplio de generación distribuida a nivel de viviendas desarrollado por el grupo de investigación de la Universidad de Oviedo LEMUR (*Laboratory for Electrical Energy Management Unified Research*). El proyecto de este grupo consiste en la construcción de una microrred formada por edificios de viviendas con capacidad de generación de energía renovable actuando coordinadamente. Dentro de esta microrred, para garantizar la calidad de la misma, será necesario la implantación de sistemas de inercia virtual como los VSG. En este contexto, el presente documento buscará la implementación de un sistema de control funcional mediante simulaciones aplicable a convertidores de potencia.

3. Objetivos concretos y relación con el estado actual

3.1.- OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto será pues el modelado un generador síncrono virtual capaz mejorar la dinámica en frecuencia de un convertidor con un control en *droop*, ayudando a una mayor penetración de generación distribuida en la red. Alcanzar este objetivo global va ligado a cumplir una serie de objetivos concretos que se citan a continuación:

- **Estudio del estado del arte relativo a los VSG:** a partir del análisis de la bibliografía indicada en este documento, se ha adquirido el conocimiento técnico necesario para realizar el modelado.
- **Estudio de la legislación relativa a la generación distribuida:** los cambios introducidos en la legislación relativa a la generación distribuida y el autoconsumo en el Real Decreto Ley 15/2018, crean un escenario más favorable para la implementación de estas instalaciones que debe ser estudiado de cara a poner en marcha estas instalaciones.
- **Estudio y selección de la topología para la implementación del VSG:** gracias al trabajo realizado en el estudio del estado del arte, es posible escoger la topología más indicada para el sistema y los objetivos generales.
- **Modelado del sistema en MATLAB/Simulink®:** el modelo del sistema se realizará usando este *software* de programación visual que permitirá comprobar el funcionamiento de cada uno de los lazos de control y todas las partes del sistema.
- **Evaluación del efecto de la inercia virtual frente a un convertidor sin inercia:** una vez el modelado ha sido realizado es necesario realizar una comprobación de resultados que verifique que los objetivos generales están siendo cumplidos. En esta dirección el

primer paso es comprobar que, en efecto, el sistema modelado aporta más inercia que un convertidor con un control tradicional sin inercia.

- **Comprobación del funcionamiento en varios escenarios:** siguiendo la línea del punto anterior, es necesario comprobar el correcto funcionamiento del VSG operando en solitario, conectado a red y conectado a otro convertidor de su clase.

3.2.- EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL ESPAÑOL

El interés por el estudio de alternativas para la integración de más generación distribuida en la red con menor impacto, surge en este momento al amparo de los cambios producidos en materia legislativa en los últimos años. Concretamente los introducidos por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Este cambio legislativo abre la puerta al autoconsumo compartido en asociaciones de vecinos cercanos y elimina dificultades administrativas, fiscales y técnicas respecto al uso de instalaciones de autoconsumo. Los cambios más significativos se exponen a continuación:

- **Tasas por uso de red de distribución:** en el artículo 9 de la Ley 24/2013 del 26 de diciembre, recoge en su punto número 3 que: "Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico" [8], en la práctica, este punto recoge el polémico y conocido impuesto al sol que supone una carga impositiva sobre las instalaciones de autoconsumo conectadas a red. La consecuencia de esta carga fiscal es que desincentiva completamente la inversión de pequeños propietarios de vivienda en instalaciones de generación renovable. En el punto 5 del artículo 9 del nuevo Real Decreto-ley 15/2018 expone: "La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes" [10], lo que en la práctica supone la desaparición del impuesto al sol.

- **Balance neto:** en el Real Decreto-ley 15/2018, en el mismo punto anteriormente citado, recoge que: "Sin perjuicio de lo anterior, reglamentariamente podrán desarrollarse mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas, que en todo caso estarán limitados a potencias de estas no superiores a 100 kW" [10], lo que en la práctica supone la introducción del concepto de balance neto que compensará los excedentes de las instalaciones de autoconsumo y permitirá consumir energía de la red en momentos de necesidad mediante un procedimiento simplificado.
- **Autoconsumo compartido:** el punto 2 del artículo 9 del Real Decreto-ley 15/2018 recoge que: Reglamentariamente se desarrollará el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo. En todo caso se entenderán como tales las que estén conectadas en la red interior de los consumidores asociados, estén unidas a estos a través de líneas directas o estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación" [10], lo que abre la posibilidad de asociación entre vecinos para construir instalaciones de autoconsumo comunitarias. Este punto consolida y sigue la dirección marcada por el Tribunal Constitucional en su sentencia 68/2017 por la que declaraba nulo el punto 3 del artículo 4 del RD 900/2015 en el que se recogía que: ".En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores" [9]

Aunque la nueva legislación recoge más novedades para las instalaciones de autoconsumo, fundamentalmente beneficios en los requisitos técnicos y administrativos entre otros, por no ser este el objetivo de este documento, se presentan tal solo los anteriormente comentados al ser considerados los más relevantes. Como conclusión, a la vista de las condiciones legislativas favorables, resulta de gran interés estudiar y desarrollar alternativas que permitan una mayor integración de este tipo de instalaciones con un menor impacto en la red eléctrica.

4. Metodología de trabajo

En el desarrollo del presente proyecto se han seguido una serie de pautas de realización con el objetivo de conseguir mejores resultados y alcanzar mayores metas.

En este sentido, el tiempo de desarrollo se ha repartido en etapas con diferentes objetivos. Teniendo en cuenta que el comienzo del proyecto se sitúa en el 15 de octubre de 2019, la etapas han sido las siguientes:

- **Toma de contacto y lectura:** esta fase abarca desde el inicio del proyecto hasta el 15 de enero de 2020 y consistió en asentar los fundamentos básicos y recabar información de diferentes fuentes sobre el proyecto.
- **Formación del grupo de trabajo y desarrollo del proyecto:** con el objetivo de desarrollar una microrred a diferentes niveles se formó un grupo de trabajo con alumnos y profesores en el que se asignaron diferentes tareas a cada uno de sus integrantes. Cada uno de los integrantes comunicaría al resto del equipo sus avances semanalmente. Esta fase ocupó el grueso del tiempo de proyecto y concluyó con la operación exitosa del VSG en todos los escenarios planteados en las simulaciones.
- **Redacción:** desde el fin de la fase anterior en el 25 de mayo de 2020 hasta la presentación de este documento ante el tribunal los esfuerzos se dedicaron en dar formato y cuerpo a la información obtenida.

La estructura de trabajo puede verse con en la Figura 4.1, en ella se desglosan con más detalle las tareas realiza. Podemos ver en el interior de las barras la duración de las tareas en días y a su izquierda la fecha de inicio de cada una. El resultado de la estructura de trabajo escogida y desarrollada es el presente documento que recoge los resultados del trabajo realizado, como veremos en el apartado 5.

Diagram de Gantt del proyecto

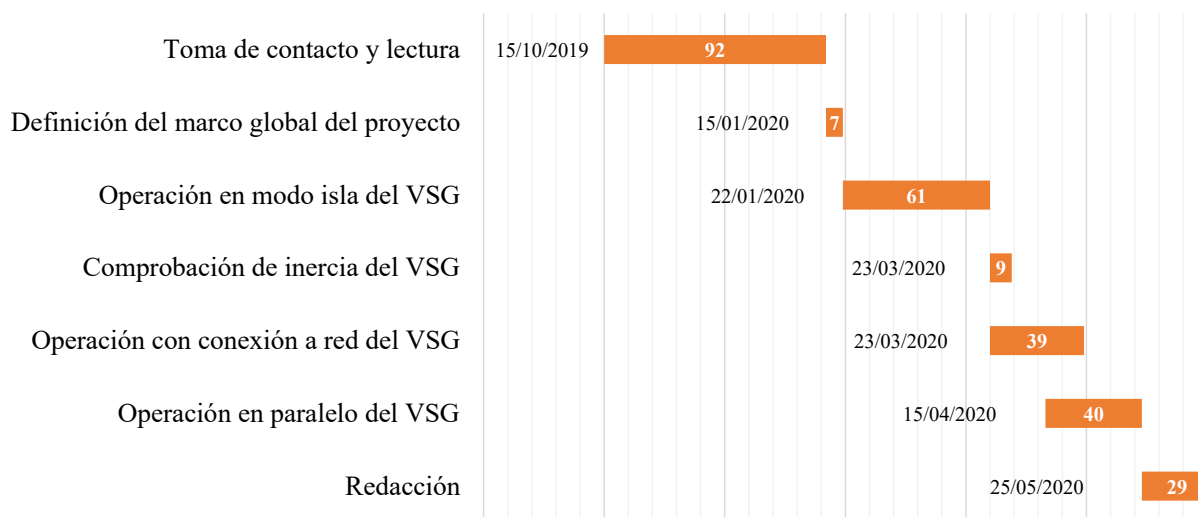


Figura 4.1.- Diagrama de Gantt del proyecto

5. Trabajo realizado y resultados obtenidos

5.1.- SISTEMA DE POTENCIA

5.1.1.- Topología del sistema

El convertidor de potencia a controlar se supondrá como un inversor trifásico de dos niveles como el de la Figura 5.1. El convertidor se conectará a la red a través de un filtro de acoplamiento LC y un contactor. La entrada del convertidor será una fuente de energía indefinida que contará con un sistema de almacenamiento de energía (*Energy Storage System*, ESS). Esto implica que el control del convertidor será independiente de la fuente de energía y que este será bidireccional, pudiendo absorber energía de la red.

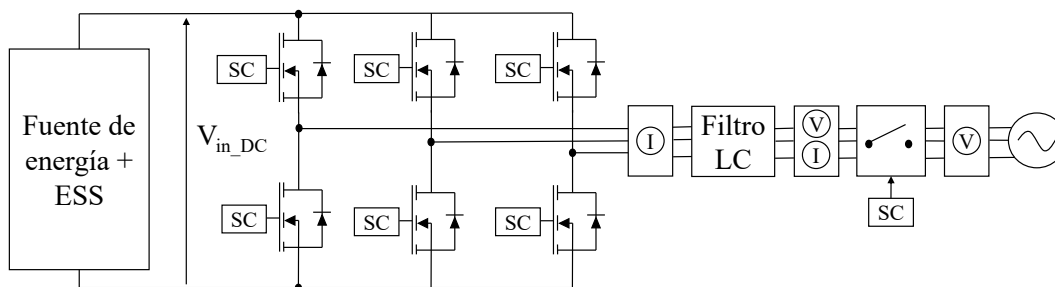


Figura 5.1.- Sistema de potencia del VSG

Para el correcto funcionamiento del sistema de control, será necesario tomar una serie de medidas, las cuales son: voltaje antes y después del contactor y corriente antes y después del filtro. Estas medidas se tomarán usando sensores de voltaje y corriente que son representado en la Figura 5.1 por "V" e "I" respectivamente.

En la simulación del sistema se ha decidido sustituir el inversor por tres fuentes ideales de tensión controladas por el mecanismo de control del VSG centrándose en proyecto en el sistema de control.

5.1.2.- Cálculo del filtro LC

El resultado de la acción del inversor utilizado para inyectar energía es un voltaje definido por la topología del convertidor y el tipo de modulación. Sin embargo, dado que esta tensión es fruto de la conmutación de transistores, presenta ruidos, armónicos y no una forma tan sinusoidal como se espera. Estos factores, de no ser corregidos, supondrían un problema para la calidad de la red.

Para solucionar este problema se añaden filtros a la salida de los convertidores. Estos filtros tienen diferentes topologías y pueden ser una simple bobina (L), una bobina y un condensador (LC) y dos bobinas y un condensador (LCL). Un esquema de cada uno de estos filtros puede verse en la Figura 5.2. Según se van añadiendo elementos al filtro se incrementa su orden, resultando en una mayor atenuación desde los 20dB/dec del filtro L hasta los 60dB/dec del LCL [3]. Para este proyecto se ha considerado suficiente el uso de un filtro LC por su adecuada relación desempeño/complejidad.

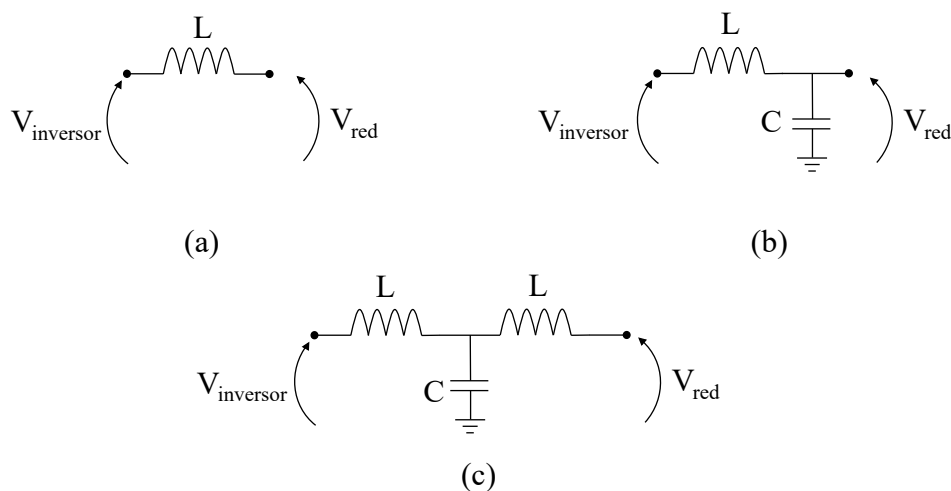


Figura 5.2.- Topología de los filtros de acoplamiento: (a) Filtro L (b) Filtro LC (c) Filtro LCL

Uno de los problemas que presenta el filtro tipo L es la necesidad de incrementar el tamaño de la bobina para alcanzar objetivos de filtrado, una ventaja del filtro LC es que podemos conseguir resultados similares balanceando la presencia del condensador y la bobina, pudiendo

reducir su tamaño. Para realizar el cálculo del filtro se ha decidido aplicar como criterio que la reactancia de la bobina se corresponda con el 10% de la impedancia de base. De esta manera la reactancia de la bobina resulta en (5.1).

$$X = 0,1 \frac{V_{línea_n}^2}{S_n} \quad (5.1)$$

Donde $V_{línea_n}$ es la tensión de línea nominal del convertidor y S_n es la potencia aparente nominal del convertidor. Sabiendo que la frecuencia de la red es 50Hz podemos obtener fácilmente el valor de la bobina como $L = X/(2\pi 50)$. Asumiendo un X/R ratio de 15 podemos obtener el valor de la resistencia propia a dicha bobina. Para el cálculo del condensador se aplicará la ecuación característica de un filtro LC que puede verse en (5.2).

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (5.2)$$

Donde f_r es la frecuencia de resonancia del filtro, L el valor de la bobina del filtro y C el valor del condensador. Usando (5.2) conoceremos el valor del condensador a usar seleccionando la frecuencia de resonancia. La frecuencia de resonancia debe situarse entre la frecuencia de conmutación del inversor y la frecuencia de red, la expresión usada será (5.3) [12].

$$10f_{red} \leq f_r \leq f_{com}/2 \quad (5.3)$$

El resultado es un valor para L de 67mH, para C de 6.86 μ F y para R de 0.14 Ω con una frecuencia de resonancia de 740Hz.

5.2.- FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE CONTROL

5.2.1.- Sistema por unidad

El sistema por unidad consiste en un método de trabajo comúnmente utilizado en sistemas eléctricos que consiste en transformar las unidades de diferentes magnitudes físicas en valores expresados en pu (*per unit*). Este sistema es aplicado de forma general a las variables que definen un sistema eléctrico, es decir, la potencia, la impedancia, la intensidad y el voltaje. El método para expresar una magnitud en pu consiste en dividir dicha magnitud entre una base definida arbitrariamente.

$$Cantidad(p.u.) = \frac{Cantidad(unidades)}{Base(unidades)} \quad (5.4)$$

A la hora de seleccionar las bases, debido a la relación entre las magnitudes eléctricas anteriormente dichas, definir dos de ellas es suficiente. Estas bases suelen tomar valores nominales del sistema para que ofrezcan información sobre el punto de operación. El sistema por unidad supone diferentes ventajas como la ubicación de los valores del sistema dentro de unos rangos que ofrecen información, a la hora de operar con ambas partes de un transformador o para interpretar fichas técnicas, donde los valores de las impedancias suelen indicarse en pu.

5.2.2.- Control en *Droop*

Como se adelantó en capítulos anteriores, la operación en paralelo de convertidores recae sobre un buen reparto de las cargas existentes en la red entre ellos, para conseguir esto se usa el control en *droop*, que establece una relación entre la potencia activa y la frecuencia y la potencia reactiva y el voltaje. Para obtener esta relación se partirá del esquema de la Figura 5.3, donde el convertidor se representa por una fuente de voltaje ideal. La potencia entregada a la red es [19]:

$$\begin{aligned} P_A &= \frac{V_A}{R^2+X^2} [R(V_A - V_B \cos \delta) + X V_B \sin \delta] \\ Q_A &= \frac{V_B}{R^2+X^2} [X(V_B - V_B \cos \delta) - R V_B \sin \delta] \end{aligned} \quad (5.5)$$

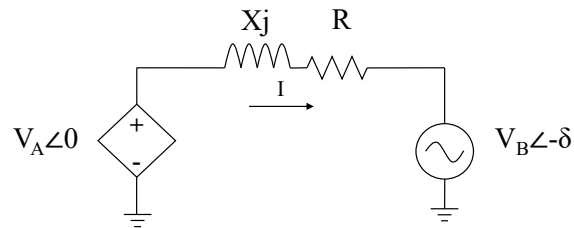


Figura 5.3.- Modelo simplificado de un convertidor conectado a la red de distribución

Donde P_A y Q_A son la potencia activa y reactiva, respectivamente, entregada a la red, V_A y V_B son los valores de las tensiones, δ es la diferencia de fase y R y X son los valores de la resistencia e inductancia de la línea. Según la aplicación de la línea de transmisión (alto voltaje, medio o bajo) la presencia de la componente inductiva o resistiva puede ser mayor o menor. En el caso de las líneas de alta y media tensión la presencia de la componente inductiva es superior a la resistiva, como podemos ver en la Tabla 5.1, por lo que (5.5) puede aproximarse despreciando el valor de R y, dado que δ es muy pequeño en este tipo de líneas, podemos suponer $\sin\delta \approx \delta$ y $\cos\delta \approx 1$. Después de estas simplificaciones (5.5) pasa a ser la expresión (5.6).

Tipo de línea	R (Ω/km)	X(Ω/km)	R/X
Línea de baja tensión	0.642	0.083	7.7
Línea de media tensión	0.161	0.190	0.85
Línea de alta tensión	0.06	0.191	0.31

Tabla 5.1.- Impedancia típica de las líneas según tensión [19]

$$\begin{aligned}
 P_a &\approx \frac{V_a}{X}(V_b \sin\delta) \Rightarrow \delta \approx \frac{XP_a}{V_a V_b} \\
 Q_a &\approx \frac{V_a}{X}(V_a - V_b \cos\delta) \Rightarrow V_a - V_b \approx \frac{XQ_a}{V_a}
 \end{aligned}
 \tag{5.6}$$

Como se puede apreciar en (5.6) existe una relación para este tipo de líneas entre frecuencia y potencia activa y diferencia de voltajes y potencia reactiva. Esta relación da como resultado las ecuaciones *droop* para líneas inductivas que vemos en (5.7).

$$\begin{aligned} f &= f^* - k_p(P - P^*) \\ V &= V^* - k_q(Q - Q^*) \end{aligned} \quad (5.7)$$

Donde f es la frecuencia de la red, f^* es la referencia de frecuencia, P es la potencia activa entregada por el convertidor a la red, P^* es la referencia de potencia activa, V es el voltaje en bornes del convertidor, V^* es la referencia de voltaje, Q es la potencia reactiva entregada a la red, Q^* es la referencia de potencia reactiva y k_p y k_q son las constantes del *droop*. Estas constantes definen la relación entre las variables de sus respectivas ecuaciones y la pendiente de las rectas que vemos en la Figura 5.4 que representan estas ecuaciones. Nótese que esta relación es exclusiva para líneas inductivas, en el caso de líneas resistivas las relaciones son a la inversa y dan lugar a otro tipo de ecuaciones. El seguimiento por parte de un convertidor de los valores procedentes de estas ecuaciones hará posible la operación en paralelo con otros dispositivos generadores de la red.

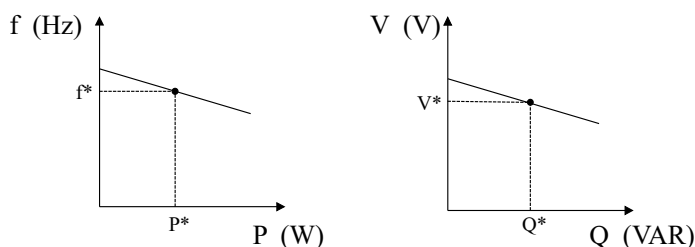


Figura 5.4.- Representación gráfica de las ecuaciones *droop*

5.2.3.- Transformadas de Clarke y de Park

Las variables de tensión y corriente, en el control de sistemas de corriente alterna, son de tipo sinusoidal, lo que obliga al uso de reguladores resonantes para realizar el control de las mismas. Además, los sistemas trifásicos presentan tres ondas sinusoidales por cada corriente y tensión, añadiendo más complejidad. Para simplificar estos sistemas es común el uso de la transformada de Clarke y la transformada de Park.

La transformada de Clarke nos permite trasladar un sistema trifásico en el dominio del tiempo (abc) a un sistema bifásico en un sistema de referencia ortogonal ($\alpha\beta$). Podemos ver

el resultado de aplicar dicha transformada en la Figura 5.5. Para realizar esta transformación debemos aplicar la siguiente matriz al sistema trifásico a transformar:

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

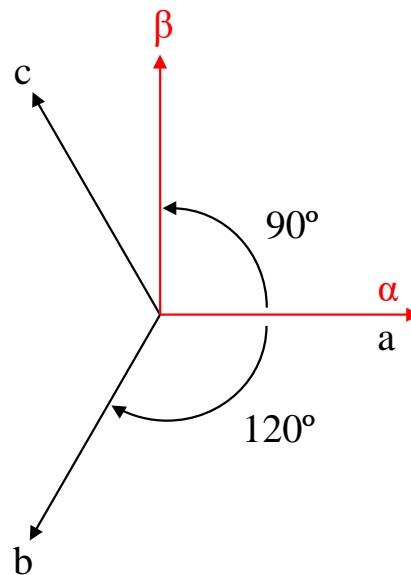


Figura 5.5.- Transformada de Clarke

Una vez se han calculado las componentes del sistema en los ejes α y β , puede aplicarse la transformada de Park de forma que el eje ortogonal deja de ser estacionario y comienza a rotar a una determinada velocidad ω . Si se obtiene el ángulo de rotación mediante $\theta = \omega t$ se podrá aplicar la nueva matriz de transformación como se ve a continuación:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

El resultado final de la transformada de Park puede verse en la Figura 5.6. La principal ventaja es que se transforman señales sinusoidales en continuas, pudiendo utilizar los clásicos reguladores PID para el control y simplificar el sistema.

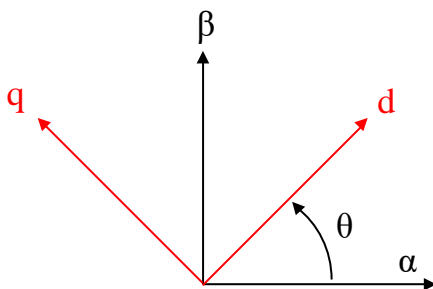


Figura 5.6.- Transformada de Park

5.3.- SISTEMA DE CONTROL

El control del VSG se realizará en sistema por unidad por lo que las entradas al sistema de control deberán ser divididas entre sus respectivos valores de base y las salidas multiplicadas por los mismos. Las magnitudes usadas se corresponden con valores en valor eficaz y de línea. Las transformaciones $abc - dq$ y viceversa se realizarán considerando el eje d como real y positivo y el eje q como imaginario y positivo. En todo momento se supondrá un sistema trifásico equilibrado. Todas las simulaciones se realizarán en el entorno de programación visual MATLAB/Simulink®. A continuación se describen las diferentes partes del sistema de control del VSG.

5.3.1.- Control de corriente

El primer paso en el control de convertidores de potencia es el control de corriente. En este punto, el objetivo es controlar la corriente de salida del convertidor y, mediante su control, regular otras variables como pueden ser la potencia o la tensión.

La corriente de salida del convertidor atraviesa el filtro LC y se inyecta a la red. Debido a que se trata de un sistema real la bobina cuenta con una resistencia propia, lo que resulta en un

sistema eléctrico como el que vemos en la Figura 5.7.

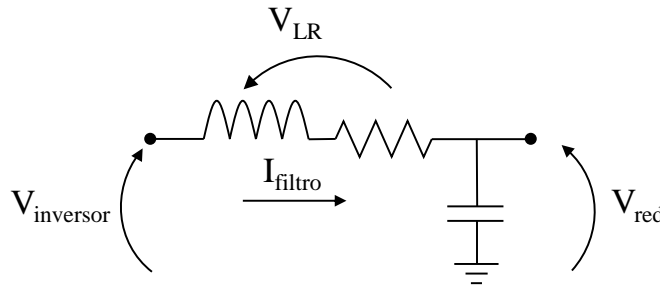


Figura 5.7.- Planta a considerar para control de corriente

A partir de la Figura 5.7, no es difícil obtener una relación entre la corriente que atraviesa el filtro y el voltaje que soporta este. Puede verse la relación entre corriente y voltaje del filtro en (5.10). Donde I_{filtro} es la corriente que atraviesa el filtro, V_{LR} es el voltaje en la bobina y la resistencia, R su resistencia y L su inductancia.

$$V_{inversor}(t) - V_{red}(t) = V_{LR}(t) = R_{abc}I_{filtro}(t) + L_{abc} \frac{dI_{filtro}(t)}{dt} \quad (5.10)$$

Una vez obtenida la relación entre corriente y voltaje del filtro LC, para hacer uso de las ventajas descritas en el apartado 5.2.3, se procede a realizar la transformada de Clarke y Park, cuyo resultado es 5.11.

$$\begin{aligned} V_{LR_d}(t) &= R_{dq}I_{filtro_d}(t) + L_{dq} \frac{dI_{filtro_d}(t)}{dt} - \omega L_{dq}I_{filtro_q}(t) \\ V_{LR_q}(t) &= R_{dq}I_{filtro_q}(t) + L_{dq} \frac{dI_{filtro_q}(t)}{dt} + \omega L_{dq}I_{filtro_d}(t) \end{aligned} \quad (5.11)$$

Como se supone un sistema trifásico equilibrado $R_{abc} = R_{dq}$ y $L_{abc} = L_{dq}$. Finalmente al aplicar la transformada de Laplace se obtiene:

$$\begin{aligned} V_{LR_d}(s) &= RI_{filtro_d}(s) + LI_{filtro_d}(s)s - \omega LI_{filtro_q}(s) \\ V_{LR_q}(s) &= RI_{filtro_q}(s) + LI_{filtro_q}(s)s + \omega LI_{filtro_d}(s) \end{aligned} \quad (5.12)$$

A partir de 5.12, puede verse que la planta del sistema es: $Planta(s) = 1/(R + Ls)$ y que existe una perturbación de valor $\pm \omega L I_{filtro_{dq}}(s)$. De esta manera, se realizarán dos bucles de control de corriente, uno en la coordenada d y otro en la coordenada q teniendo en cuenta las magnitudes que sea necesario desacoplar. Como regulador se ha escogido un PI (Proporcional Integral) de forma que no exista error en régimen permanente. El esquema del control de corriente puede verse en la Figura 5.8.

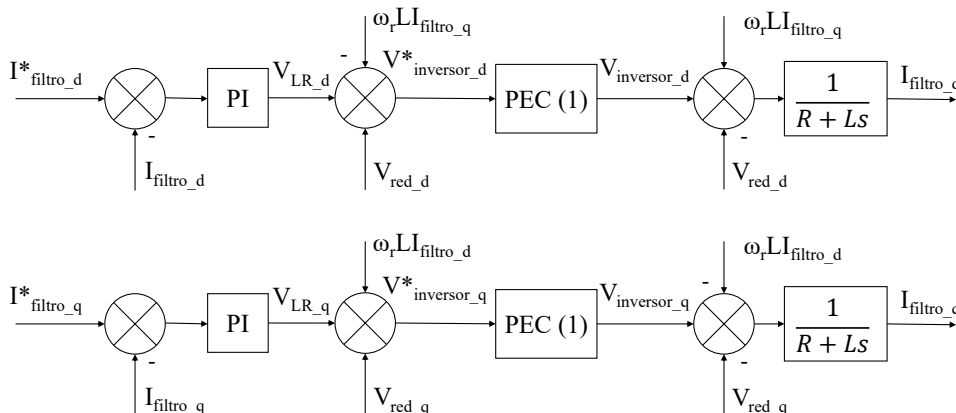


Figura 5.8.- Esquema del control de corriente

A partir de la Figura 5.8, puede deducirse la función de transferencia en bucle abierto. La sintonización del regulador se realizará siguiendo el método de cancelación de polos y ceros por lo que, sabiendo que la planta cuenta con un solo polo y este es $s = -R/L$, el resultado es (5.13).

$$FdTba = PI(s)Planta(s) = K_p \left(\frac{s + K_i}{s} \right) \frac{1}{R + Ls} = K_p \left(\frac{s + \cancel{K_i}}{s} \right) \frac{1}{L \cancel{(s + R/L)}} = \frac{K_p}{Ls} \quad (5.13)$$

Donde K_p es la constante proporcional del regulador y K_i es la constante integral. Si calculamos la función de transferencia en bucle cerrado llegamos a (5.14).

$$FdTbc = \frac{FdTba}{1 + FdTba} = \frac{K_p/L}{s + K_p/L} = \frac{BW_i}{s + BW_i} \quad (5.14)$$

Donde BW_i es el ancho de banda del control de corriente. Finalmente, obtenemos que $K_p = BW_i L$ y que $K_i = R/L$. Nótese, que en el esquema de control se está considerando la ganancia del PEC (*Power Electronic Converter*) como unitaria y su ancho de banda infinito gracias a que se supone ideal. En el regulador deberá aplicarse una limitación a la acción de control de tal forma que una posible acumulación de la acción integral no resulte en sobreoscilación (*Anti-Windup*), este límite se situará en $\pm 1,5 pu$.

5.3.2.- Modelo de impedancia

Como se ve en la Figura 5.8, el control de corriente necesita una referencia de corriente para operar, dicha referencia se obtiene mediante un modelo de impedancia. Este modelo, partiendo de la fem (fuerza electromotriz inducida) por el rotor en el estátor y la impedancia interna del estátor, genera una referencia de corriente. Un esquema se muestra en la Figura 5.9.

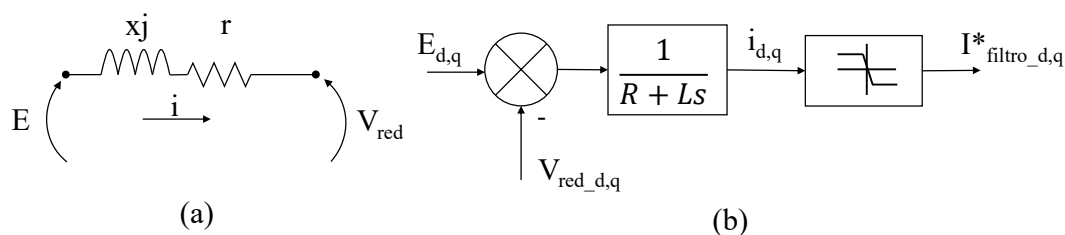


Figura 5.9.- (a) Modelo de impedancia (b) Esquema de control

Donde E es la fem, $r + jx$ es la impedancia interna, i la corriente que circula por el estátor y V_{red} la tensión de red. El rotor del generador síncrono que se pretende simular se supone cilíndrico por lo que la inductancia interna permanece constante. El esquema de control se muestra en coordenadas síncronas de forma que deberá aplicarse a ambos ejes d y q . En este caso, el valor de E_q se establece como 0 y se opera simplemente con E_d .

Para limitar la potencia entregada por el convertidor dentro de valores nominales es necesario saturar la entrada del control de corriente. Para conseguirlo en coordenadas síncronas, se debe calcular el módulo de la corriente con ambas componentes y limitar ese valor a $I_n = S_n / (\sqrt{3}V_n)$, donde I_n es la corriente nominal en valor eficaz, S_n la potencia aparente nominal y V_n la tensión nominal de línea en valor eficaz. La fase del vector complejo debe permanecer

constante. El esquema de la saturación en dq puede verse en 5.10.

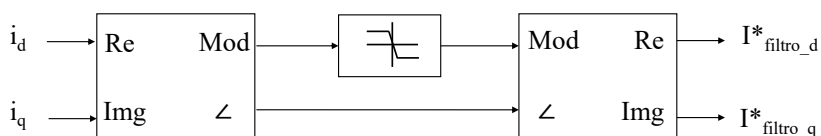


Figura 5.10.- Esquema saturación de corriente

5.3.3.- AVR (*Automatic Voltage Regulation*)

Los generadores síncronos, en el caso de ser de imanes permanentes donde no se puede ejercer control sobre el campo magnético del rotor, presentan problemas para mantener la tensión de salida en los valores requeridos. Por ello, aquellos donde el campo del rotor es generado por electroimanes cuentan con un control sobre el devanado del rotor conocido como AVR (*Automatic Voltage Regulation*). Este elemento es simulado también en el modelo del VSG de forma que la tensión del convertidor esté controlada. El esquema de control puede verse en la Figura 5.11.

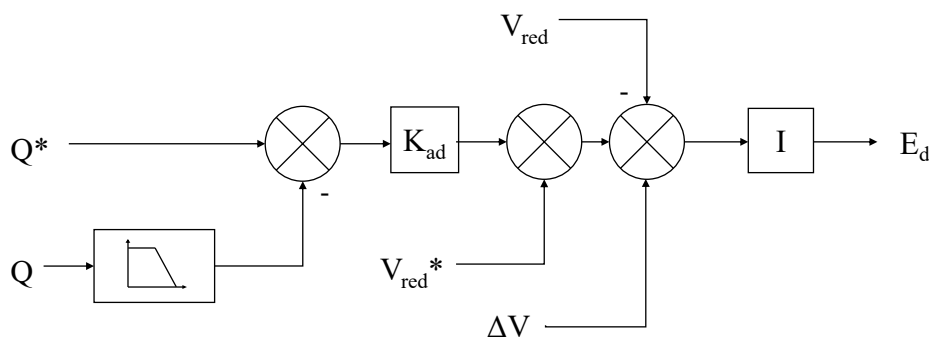


Figura 5.11.- Esquema AVR

Se aprecia como la referencia de voltaje se consigue siguiendo un control en *droop* con una determinada constante K_{ad} , donde Q es la potencia reactiva entregada a la red, Q^* es la referencia de potencia reactiva, V_{red}^* es la referencia de tensión, V_{red} es la tensión de red, I es el valor del regulador integral, E_d es la fem en el eje d y ΔV es la señal de sincronización en voltaje que se explicará con más detalle en el apartado 5.3.7. El valor de potencia reactiva es calculado usando: $Q = I_{red_d}V_{red_q} - I_{red_q}V_{red_d}$ y atraviesa un filtro paso bajo para obtener una señal

más limpia. El valor del voltaje de red se calcula usando: $V_{red} = \sqrt{V_{red_d}^2 + V_{red_q}^2}$. Finalmente, se calcula una señal de error comparando la referencia de tensión de red y la tensión real y un regulador integral genera la acción de control. Este regulador contará con una limitación para prevenir el *windup* de valor $\pm 1,5 pu$.

5.3.4.- Modelo del rotor

El modelado del rotor permitirá al convertidor desarrollar la inercia deseada y se realizará siguiendo la siguiente ecuación [2]:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_p - T_e - T_d - D\omega_r \quad (5.15)$$

Donde J es la inercia del VSG, ω_r es la velocidad angular del rotor, T_p es el par mecánico generado, T_e es el par eléctrico resistente, T_d es el par de amortiguamiento y D es el amortiguamiento. Los momentos en (5.15) se obtendrán usando las siguientes expresiones [2]:

$$\begin{aligned} T_e &= \frac{E_d I_d^*}{\omega_r} \\ T_d &= K \tau_d \frac{dT_e}{dt} \end{aligned} \quad (5.16)$$

Donde K es la constante de amortiguamiento y τ_d es la constante de tiempo de amortiguamiento. T_p es la acción de control del control de frecuencia, que atraviesa un sistema de primer orden, con constante de tiempo igual a T_{tur} , que modela la dinámica de una turbina. Aplicando la transformada de Laplace, el esquema de control resultante se muestra en la Figura 5.12.

Nótese que el valor J ha sido sustituido por una nueva magnitud H . Esta nueva unidad aparece debido al uso del sistema por unidad en el control, que hace necesario usar esta nueva unidad medida en segundos y que se define como el tiempo que el generador es capaz de entregar su potencia nominal basándose únicamente en la energía almacenada en forma de inercia [1]. El cálculo de H a partir del momento de inercia del generador a emular se realiza mediante

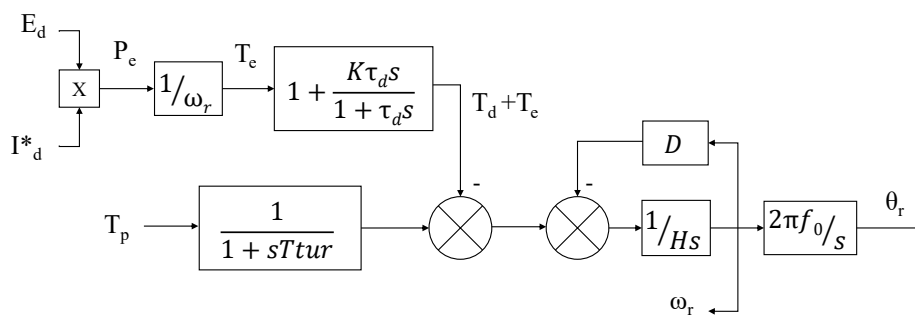


Figura 5.12.- Esquema del modelado del rotor

(5.17) [17] [20].

$$H = \frac{J(2\pi f_0)^2}{2S_n} \quad (5.17)$$

Donde f_0 es la frecuencia de la red y S_n es la potencia nominal aparente del generador. Una vez conseguido el valor de ω_r , se integra para conseguir θ_r . Puesto que el control se ha realizado en sistema por unidad, se multiplica ω_r por la frecuencia base para pasar a unidades del SI (Sistema Internacional). El valor de θ_r en SI será el utilizado para realizar las transformadas de Park.

5.3.5.- Control de frecuencia

Al igual que en un generador síncrono, el VSG también cuenta con un sistema de regulación de frecuencia que le permite operar con otros generadores en paralelo y compartir cargas. El control de frecuencia del VSG consistirá en un control en *droop* que generará la referencia de frecuencia y un regulador PI que generará una acción de control que actuará sobre el rotor como veíamos en el apartado anterior. El esquema del control de frecuencia puede verse en la Figura 5.13.

P es la potencia activa entregada a la red, P^* la referencia de potencia activa, K_{gd} es la constante del *droop*, ω_{red}^* es la referencia de frecuencia de la red, ω_{red} es la frecuencia de la red

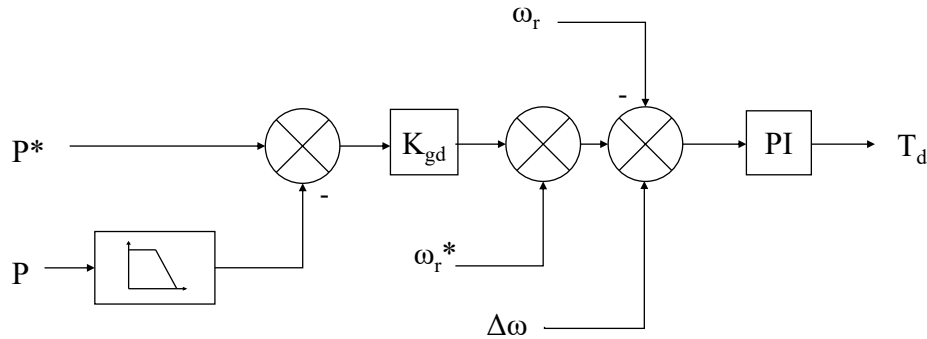


Figura 5.13.- Esquema del control de frecuencia

obtenida mediante realimentación del modelo del rotor y $\Delta\omega$ es la señal de sincronización que veremos en el apartado 5.3.7. Al igual que en el AVR, la potencia entregada a la red y calculada mediante $P = V_{red_d}I_{red_d} + V_{red_q}I_{red_q}$, se filtra mediante un filtro de paso bajo para limpiar la señal.

5.3.6.- SRF-PLL (*Synchronous Reference Frame-Phase Lock Loop*)

El sistema de control del VSG requiere de la toma de una serie de medidas mediante sensores. Si bien voltaje e intensidad se medirán con sensores de tensión y corriente respectivamente, el caso de la fase y la frecuencia es más complejo. Para tomar estos valores deberá implementarse una SRF-PLL. Este dispositivo, mediante una correcta sintonización nos permitirá conocer la fase y frecuencia de la red a partir del voltaje de la misma. El esquema de una SRF-PLL se presenta en la Figura 5.14.

Como podemos ver, la planta es $1/s$ y el regulador a utilizar será un PI. La función de transferencia en bucle abierto resulta en (5.18).

$$FdTba = PI(s)Planta(s) = K_p \frac{s + K_i}{s} \frac{1}{s} = K_p \frac{s + K_i}{s^2} \quad (5.18)$$

Simplificando el esquema podemos obtener la función de transferencia en bucle cerrado:

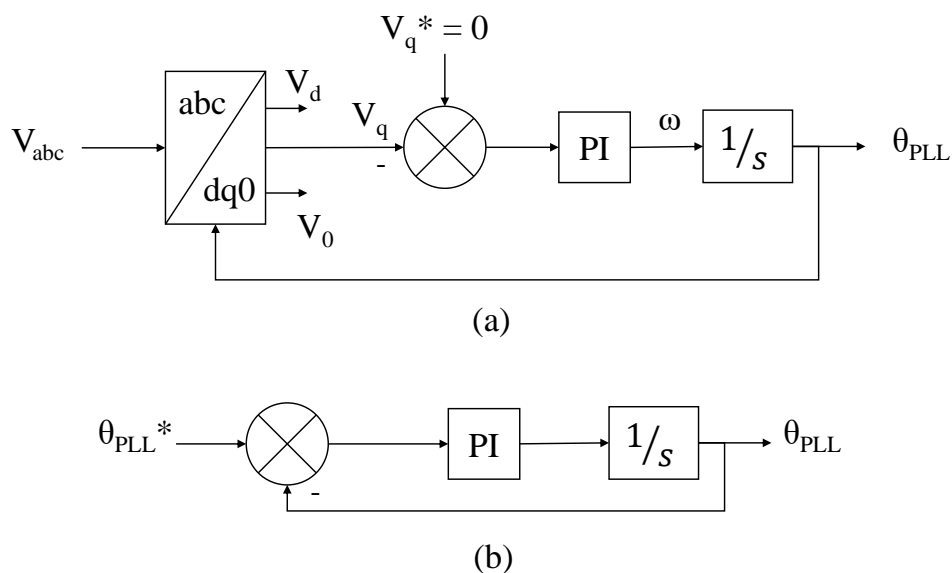


Figura 5.14.- (a) Implementación de una SRF-PLL (b) Esquema de control

$$FdTbc = \frac{FdTba}{1 + FdTba} = \frac{K_p s + K_p K_i}{s^2 + K_p s + K_p K_i} = \frac{2\zeta \omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta \omega_n s + \omega_n^2} \quad (5.19)$$

La expresión (5.19) es la función de transferencia de un sistema de segundo orden, por lo que si se aplica semejanza podemos ver que $K_p = 2\zeta \omega_n$ y $K_p K_i = \omega_n^2$. De esta manera, para un estado de amortiguamiento crítico ($\zeta = 1$) y una frecuencia natural de 20Hz se obtiene $K_p = 251,33$ y $K_i = 62,83$.

5.3.7.- Sincronización en fase y tensión

A la hora de conectar el VSG a una red ya operativa deben producirse una serie de condiciones para que la conexión se realice de forma suave y sin perjuicio para la red y el propio VSG. Las condiciones a cumplir son que entre VSG y red no exista desfase, provocando que ambos estén a la misma frecuencia, y que no existan diferencias de magnitud de tensión en el momento de la conexión [3].

Para conseguir esta sincronización con la red se generan, mediante dos mecanismos de sincronización, las señales $\Delta\omega$ y ΔV . Estas señales alterarán las referencias generadas por los

droop tanto en el AVR como en el control de frecuencia modificando el comportamiento del VSG. Ambos mecanismos de sincronización consisten en un regulador PI cuya señal de error procede de la diferencia entre las magnitudes que deben igualarse. De esta manera, la sincronización en voltaje necesitará la magnitud de tensión antes del contactor (V_{VSG}) y la magnitud de tensión después del contactor (V_{red}). La sincronización en fase necesitará de las mismas medidas para obtener a partir de ellas las fases en ambos puntos. Los puntos donde se realizan las mediciones pueden verse en la Figura 5.1. En el caso de la sincronización en fase, el control se realiza en SI y la salida del regulador se pasará a sistema por unidad. Además, dado que la fase procedente de las SRF-PLL no está acotada entre 0 y 2π , será necesario el uso del bloque de Simulink: *Unwrap*. Para la sincronización en tensión, los módulos de los voltajes ya están en p.u. por lo que no es necesario. La acción de control de estos reguladores se encontrará limitada para evitar que conduzca al VSG a comportamientos por encima de sus límites físicos. Estos límites son $\pm 0,5 p.u$ para la sincronización en tensión y $\pm 0,03 p.u$ para la sincronización en frecuencia. Una vez se produce la conexión, ambos mecanismos dejan de funcionar permitiendo al VSG operar como se espera compartiendo las cargas según sus características. En la Figura 5.15 se puede ver una representación de ambos sistemas de sincronización.

Donde θ_{red} es la fase de red, θ_{VSG} es la fase del VSG, V_{red} es la tensión de red en p.u., cuyo módulo, $|V_{red}|$, es calculado mediante $V_{red} = \sqrt{V_{red_d}^2 + V_{red_q}^2}$ siendo V_{red_d} la componente en el eje d de la tensión de red y V_{red_q} la componente q , y V_{VSG} la tensión en bornes del VSG antes de la conexión, cuyo módulo se calcula de igual manera que en el caso de $|V_{red}|$.

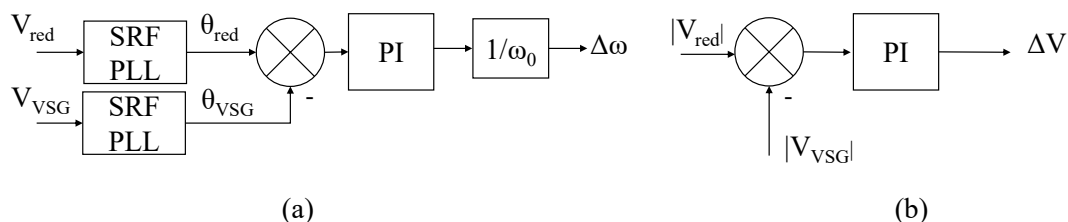


Figura 5.15.- (a) Sincronización en frecuencia (b) Sincronización en tensión

5.3.8.- Esquema de control completo

A modo de resumen, se presentan a continuación dos esquemas que resumen el sistema de control del VSG. La Figura 5.16 muestra una simplificación utilizando bloques que representan los subsistemas que se han presentado mientras que, la Figura 5.17 muestra el esquema detallado.

En ambos esquemas podemos ver que la salida final del sistema son las referencias de voltaje de cada una de las fases. Estas referencias se enviarán al modulador del convertidor de potencia.

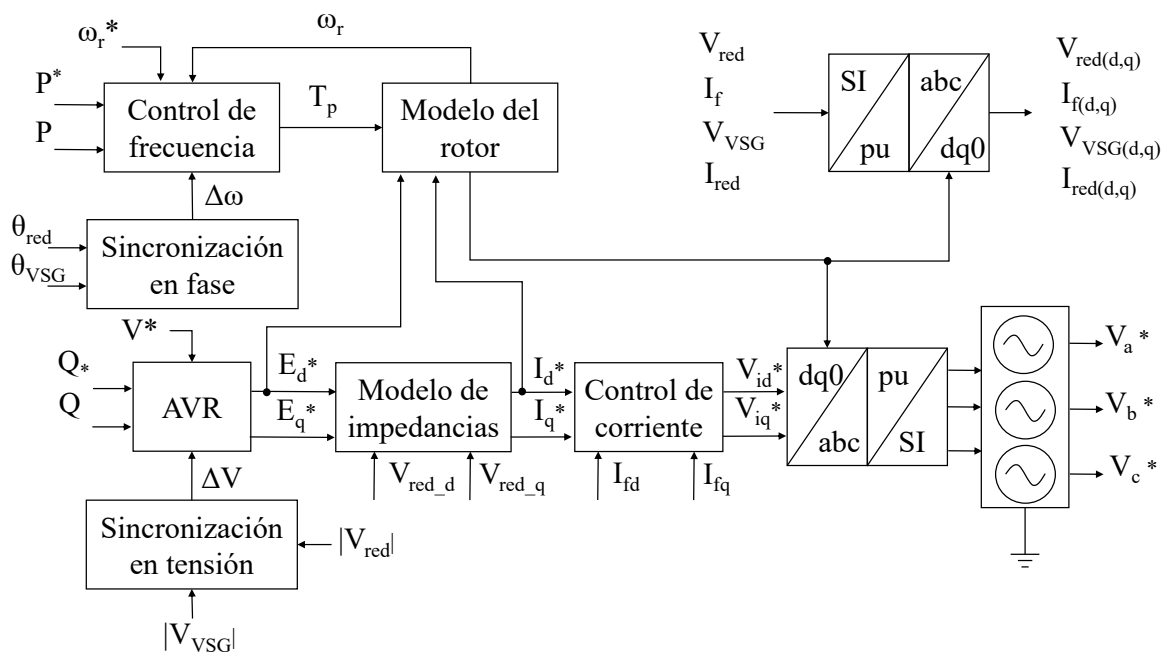


Figura 5.16.- Sistema de control del VSG modelado

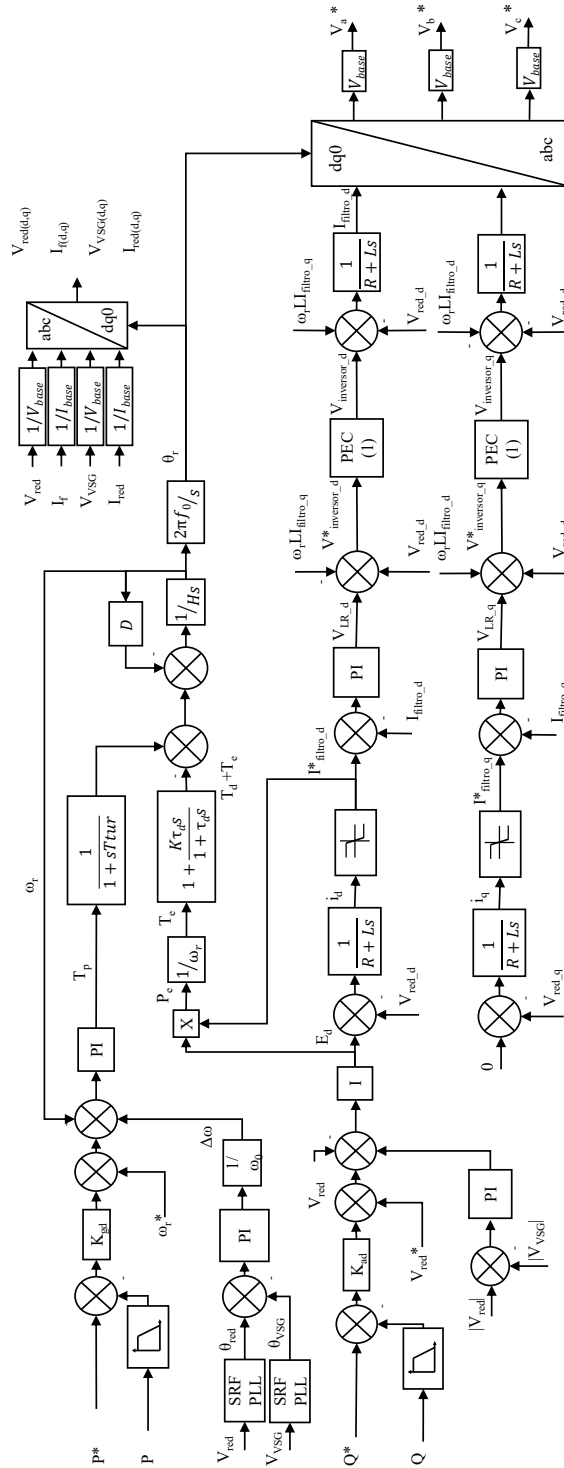


Figura 5.17.- Sistema de control detallado del VSG modelado

5.4.- SIMULACIONES

En este apartado se pondrá en práctica el análisis realizado anteriormente mediante simulación en Simulink, se acompañará cada simulación de un esquema explicativo de la misma y de las gráficas necesarias para mostrar el buen funcionamiento del convertidor y de sus sistemas de control. Todas las simulaciones son sistemas trifásicos equilibrados. Algunos parámetros han sufrido cambios con respecto al apartado anterior para mejorar detalles en la dinámica del sistema basándose en la bibliografía adjunta.

Los parámetros utilizados en todas las simulaciones, salvo particularidades que serán indicadas en la descripción de cada una de ellas, pueden verse en la tabla 5.2.

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia Base	KVA	10
Voltaje Base (línea)	V	460
Frecuencia Base	Hz	50
Paso de simulación	s	5e-5
Inercia	s	4
Amortiguamiento	pu	75
Constantes <i>droop</i> : K_p y K_q	pu (%)	5
Referencia de potencia activa del <i>droop</i>	pu	0
Referencia de potencia reactiva del <i>droop</i>	pu	0
Frecuencia de corte filtros paso bajo	Hz	80
Regulador de corriente	pu	1.49 + 71.95/s
Regulador de frecuencia	pu	200 + 2000/s
Regulador del AVR	pu	5/s
Regulador sincronización tensión	pu	4 + 5/s
Regulador sincronización frecuencia	pu	50 + 40/s
Constante de amortiguación	pu	10
Constante de tiempo amortiguador	s	0.01
Constante de tiempo de la turbina	s	1e-4
Resistencia interna estátor	pu	0.2
Reactancia interna estátor	pu	0.4
Bobina filtro LC	mH	5.93
Condensador filtro LC	μ C	2.44
Resistencia interna bobina filtro LC	m Ω	46
Resistencia de línea	Ω	0.1
Inductancia de línea	mH	1.02

Tabla 5.2.- Parámetros de simulación

5.4.1.- Dinámica en frecuencia de un VSG frente a un convertidor con control en *droop*

En la siguiente simulación se comparará la respuesta en frecuencia de convertidores VSG con diferente valor de inercia y un convertidor con control en *droop*. Cada convertidor operará en solitario alimentando cargas de igual potencia. El esquema de la simulación puede verse en 5.18, donde la inercia del VSG adoptará diferentes valores para obtener las diferentes respuestas en frecuencia. Finalmente se simulará un convertidor con control en *droop*.

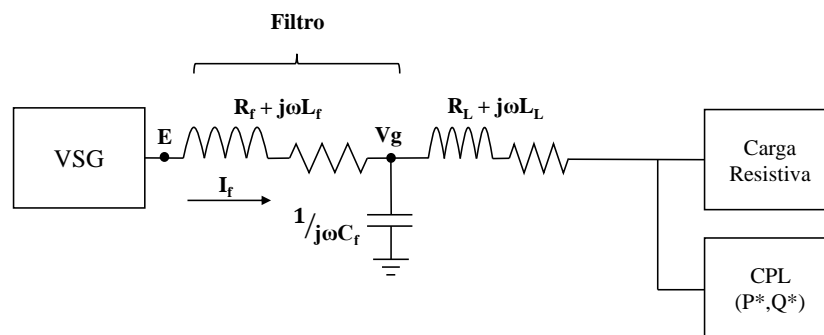


Figura 5.18.- Esquema usado para cada convertidor en la comparativa de dinámicas en frecuencia. Simplificación unifilar.

Para que la comparativa sea justa, todos los convertidores deben enfrentarse a un escenario similar y tener valores nominales iguales, es decir, tener los mismos valores nominales de potencia activa, potencia reactiva, voltaje y frecuencia, además de iguales referencias de las ecuaciones *droop* y constantes de estas ecuaciones. Los parámetros serán idénticos a los vistos en la Tabla 5.2, salvo la inercia, que cambiará en los diferentes convertidores. Respecto al esquema eléctrico, todos los convertidores asumirán idénticos saltos de carga de 7.75 KW y funcionarán en modo isla, conectados a sus cargas a través de una línea de igual impedancia a la que tenemos en la Tabla 5.2.

Inicialmente, los convertidores se encontrarán conectados a una carga de 1.25 kW hasta que en el segundo 2 se produce el salto de carga de 7.75 kW. En ese momento, la frecuencia, que ya había descendido debido a la carga inicial, se reduce hasta los 47.75 Hz tal y como se espera de las ecuaciones *droop* y tal y como podemos ver en la Figura 5.19. El resultado muestra que

un sistema de control basado en emular características propias de un generador síncrono tiene un menor RoCoF (*Rate of Change of Frequency*), es decir, ante un salto de potencia activa su frecuencia cambiará a un ritmo mucho menor. Para conocer el valor de este parámetro, se ha asumido con el objetivo de simplificar cálculos que la variación de la frecuencia es lineal. De esta manera, usando la expresión (5.20) en el periodo [2, 2.05] obtenemos los resultados de la Tabla 5.3.

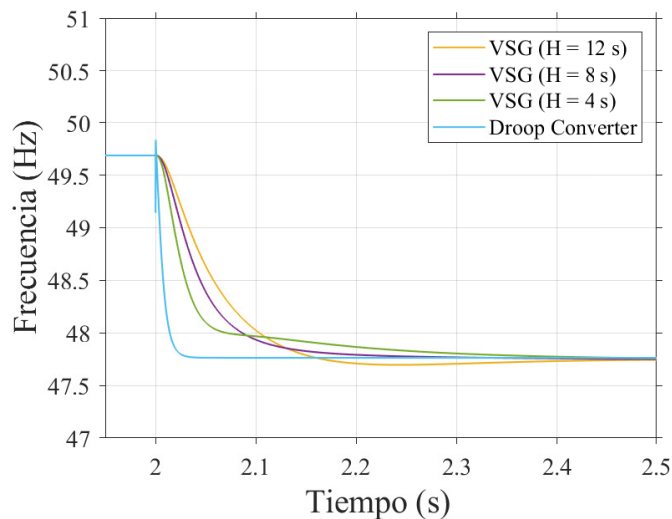


Figura 5.19.- Respuesta en frecuencia según método de control e inercia

$$RoCoF = \frac{df}{dt} \approx \frac{\Delta f}{\Delta t} \quad (5.20)$$

Comparando las respuestas de los VSG entre sí, podemos apreciar que una mayor inercia genera una respuesta más lenta obteniendo un menor RoCoF y puede provocar que el sistema sobreoscile superando el valor de régimen permanente antes de estabilizarse. Este comportamiento contribuye a la estabilidad de la red mitigando los problemas descritos en el apartado 2.7 y disminuyendo el riesgo de generar una red débil.

Convertidor	RoCoF
Convertidor <i>Droop</i>	-39
VSG ₄	-32
VSG ₈	-26
VSG ₁₂	-21

Tabla 5.3.- RoCoF según tipo de convertidor e inercia

5.4.2.- Funcionamiento del VSG en modo isla

En esta simulación se presenta el modelo anteriormente descrito funcionando en modo isla o aislado de red así como su comportamiento ante diferentes saltos de carga. Se evaluará el desempeño del convertidor ante saltos de potencia activa y reactiva tanto en generación como en consumo.

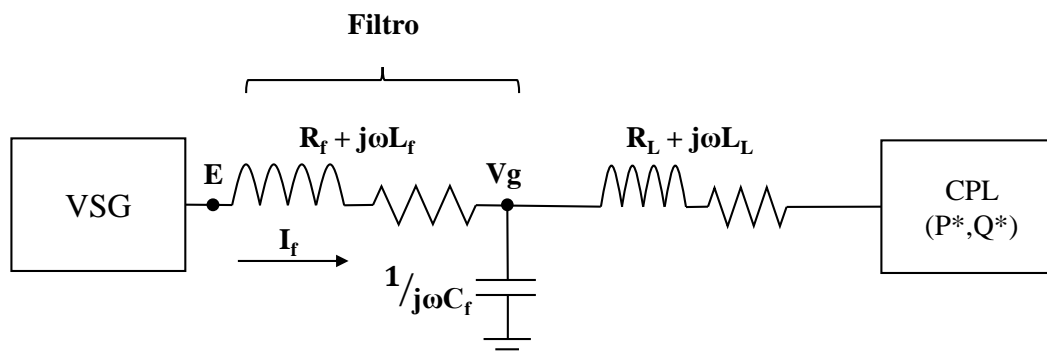


Figura 5.20.- Simplificación unifilar de la simulación en modo isla.

La simulación está compuesta por un subsistema en Simulink que recoge tanto el control como el filtro LC y cargas equilibradas de potencia constante, ambos conectados por una línea cuya impedancia, junto a otros datos, pueden verse en la Tabla ???. Las cargas de potencia constante (CPL), son elementos que varían su potencia según unas referencias de potencia activa y reactiva dadas y que nos permitirán comprobar el funcionamiento tanto en generación como en consumo. Además, las CPL absorben la misma potencia independientemente de posibles desviaciones en su tensión de alimentación.

Los saltos de generación de potencia activa y reactiva se producen a los 2 y 3 segundos de haber comenzado la simulación, respectivamente. En el caso de los saltos que llevan al convertidor a consumir, estos se producen, en activa y reactiva, en los segundos 4 y 5 respectivamente. Dichos saltos serán de 5 kW y 5 kVAR (generación) y de -10 kW y -10 kVAR (consumo). Podemos ver en la Figura 5.21 que el convertidor asume todos los saltos y es estable.

Prueba de esta estabilidad es el correcto funcionamiento de los controles de corriente y tensión a la hora de actuar, tal y como podemos ver en la Figura 5.22 y en la Figura 5.23, así como del control de frecuencia, como podemos ver en la Figura 5.24. Nótese que la referencia generada por el AVR es el voltaje antes del filtro LC, por lo que existe una diferencia entre este y el voltaje en bornes del convertidor al circular corriente, de valor igual a la caída de tensión en el filtro.

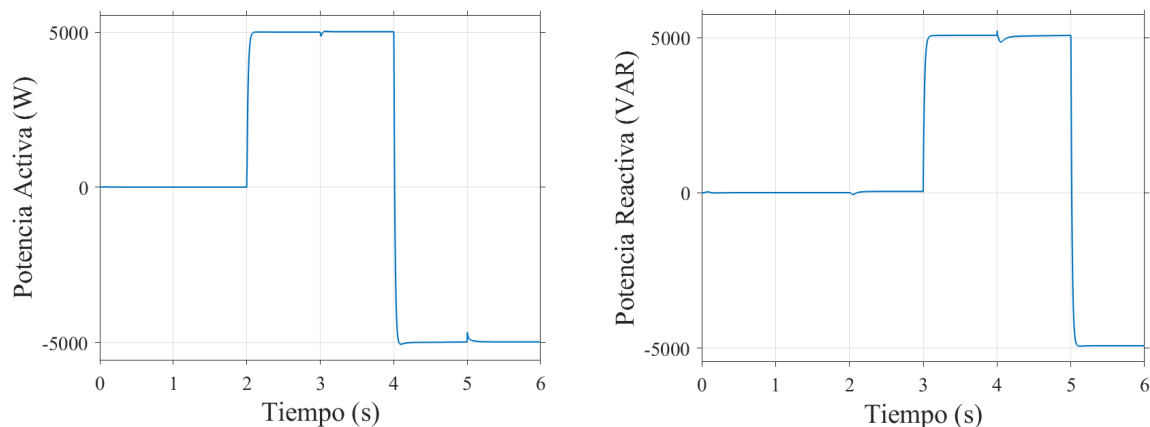


Figura 5.21.- Respuesta de potencia activa y reactiva.

Se puede ver como la frecuencia y el voltaje se comportan según la potencia activa y reactiva entregada o consumida tal y como se espera de las ecuaciones del *droop*, aumentando cuando se consume energía y disminuyendo cuando se genera, en la magnitud adecuada.

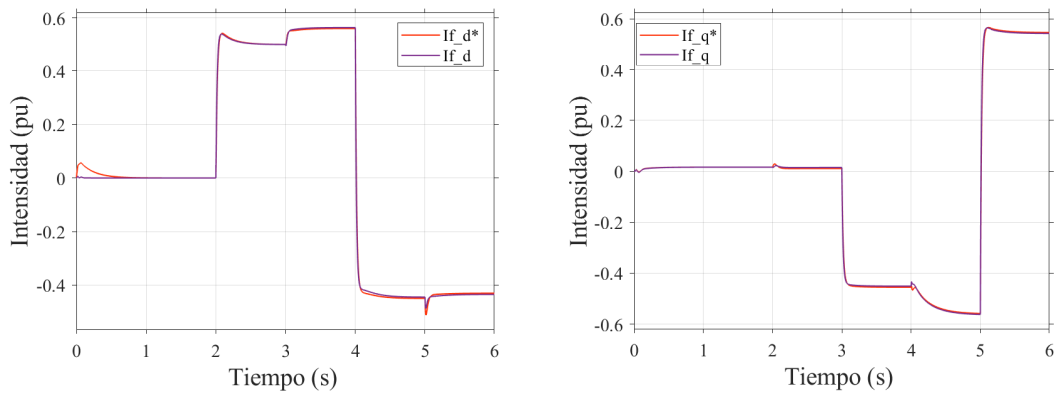


Figura 5.22.- Respuesta del control de corriente en los ejes d y q en modo isla.

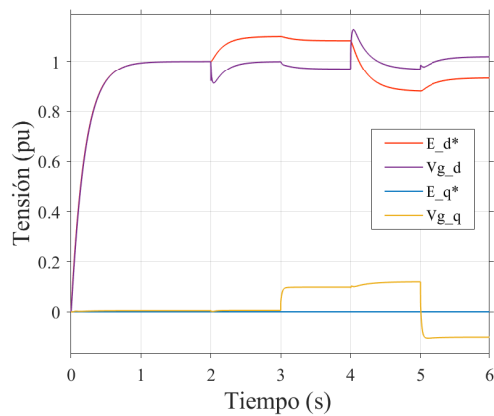


Figura 5.23.- Referencia generada por el AVR y el voltaje en bornes del convertidor en modo isla.

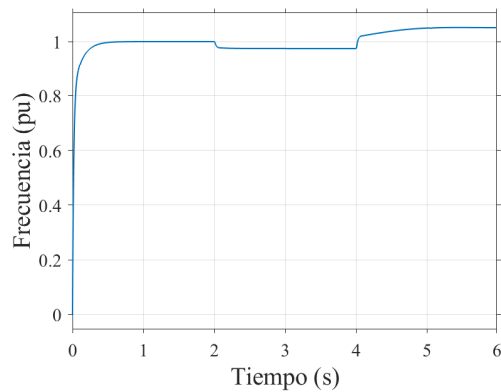


Figura 5.24.- Referencia de frecuencia del convertidor en modo isla.

5.4.3.- Funcionamiento del VSG conectado a red

En esta simulación se comprobará que este diseño de VSG es capaz de conectarse a la red con éxito e interactuar con ella en el reparto de carga.

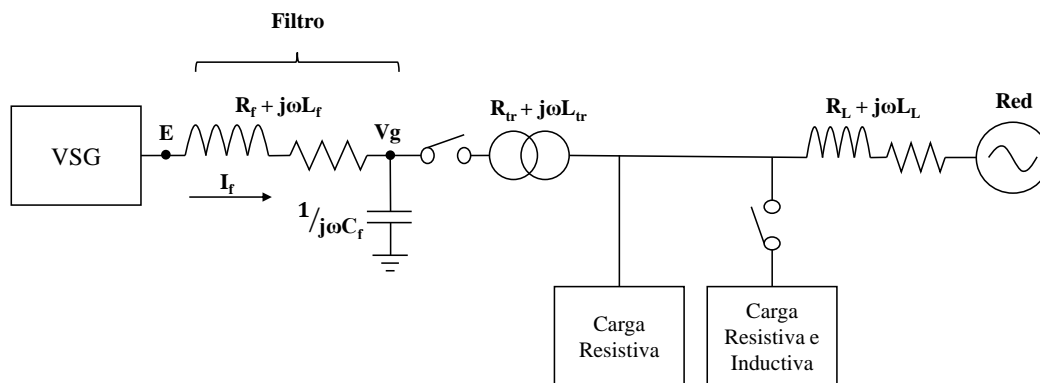


Figura 5.25.- Simplificación unifilar de la simulación en conexión a red.

Dicha red se compone de una fuente de tensión, la impedancia propia de la línea y dos cargas, una principal de 5 kW y otra secundaria de 1.5 kW y 1.2 kVAR desconectada inicialmente. Haciendo uso de los mecanismos de sincronización en voltaje y fase descritos en apartados anteriores, el convertidor se conecta a la red a través de un transformador cerrando un interruptor en el segundo 3. Más adelante, en el segundo 6, se modifica la referencia de potencia activa provocando que el convertidor asuma 5 kW a frecuencia nominal. Finalmente, en el segundo 10, se conecta la carga secundaria mediante un interruptor. Los valores de la impedancia del transformador son $0,44 + 1,93j$, el resto de parámetros son idénticos a los de la Tabla ???. La presencia de este transformador, al igual que en el resto de simulaciones, es proteger el VSG frente a la red actuando como si fuese un fusible, por tanto su relación de transformación es 1.

En la Figura 5.26 podemos ver la evolución de la referencia de frecuencia del convertidor y de la red. Se aprecia como al inicio de la simulación el convertidor aumenta su frecuencia para situarse en fase con la red para después mantenerla a su valor nominal. Las pequeñas oscilaciones que se observan coinciden con los momentos en los que existe un cambio en la carga o la referencia de potencia.

En la evolución de la potencia activa, Figura 5.27, podemos ver que la conexión se realiza con éxito. El cambio en la referencia de potencia activa provoca un nuevo reparto de carga que se produce de forma suave. La carga final de 1.5 kW es asumida por la red tal y como se espera.

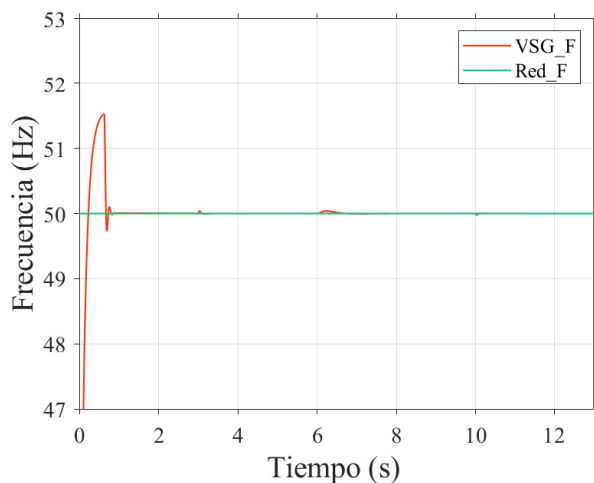


Figura 5.26.- Referencia de frecuencia del VSG y la red

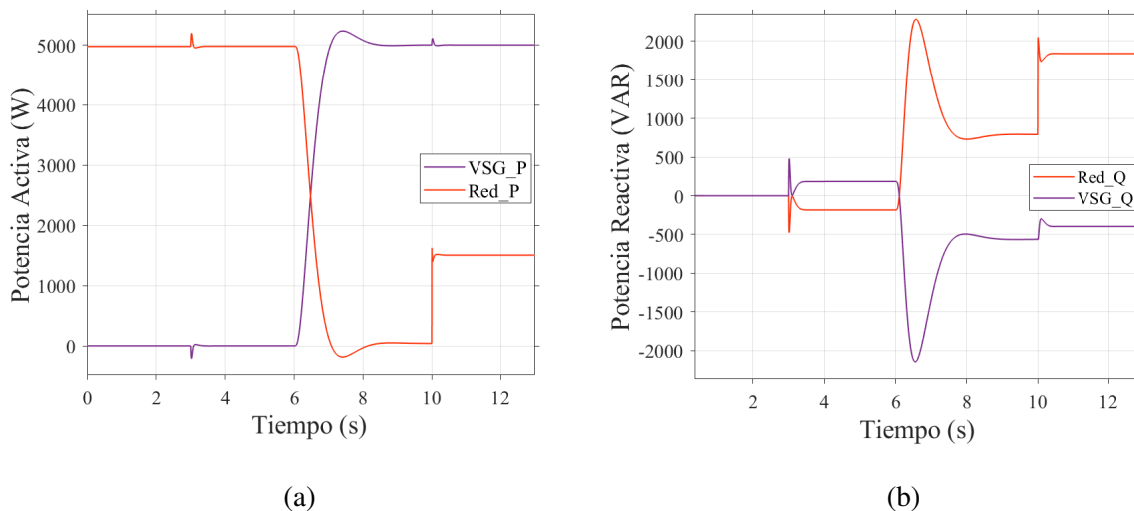


Figura 5.27.- Potencia entregada por el convertidor y la red

En el caso de la potencia reactiva, sabemos que existe un vínculo entre esta y el voltaje a través de las ecuaciones *droop* y es esta relación la que explica la evolución que vemos en la Figura 5.27. Antes de producirse la conexión a la red, el voltaje se sitúa en su valor nominal y dado que la referencia del *droop* (Q^*) es 0, la potencia reactiva inyectada por el VSG tiene un

valor nulo. Tras la conexión a red, puesto que el VSG no inyecta potencia activa la corriente no fluye hacia la red sino que, en muy pequeña magnitud, circula hacia el VSG yendo a tierra a través del condensador del filtro. Esta pequeña corriente, apreciable en el eje q en la Figura 5.28 entre los segundos 3 y 6, aunque con dificultad por su ínfimo valor, implica una caída de tensión negativa en el transformador según el criterio de signos indicado en la Figura 5.25. Siguiendo la ecuación (5.21), una caída negativa en el transformador sabiendo que la red tiene su tensión fija implica que el VSG tiene un tensión menor a la nominal y por tanto genera reactiva. Una vez el convertidor cambia de referencia de potencia activa y comienza a inyectar energía a la red, el sentido de la corriente cambia y el voltaje del VSG aumenta de forma que la inyección de reactiva disminuye hasta llegar a consumir dado que se supera el voltaje nominal.

$$V_g = V_{tr} + V_{red} \quad (5.21)$$

La magnitud de reactiva generada o consumida es indicada por el coeficiente del *droop* que puede ser reducido para evitar que cambios tan pequeños provoquen estas respuestas. Otra opción es anular el efecto del *droop* eliminando la relación entre voltaje y reactiva en el control. De esta manera, cambiaríamos el papel de nuestro convertidor en la red de un nodo PQ, centrado en inyectar potencia, a un nodo PV, centrado en inyectar potencia activa y fijar un voltaje determinado. La posibilidad de anular el *droop* se deja como opción disponible dependiendo de las necesidades del sistema.

Para concluir, vemos que el funcionamiento de los controles de corriente y tensión es correcto como vemos en las Figuras 5.28 y 5.29, lo que concuerda con la respuesta satisfactoria en el resto de variables.

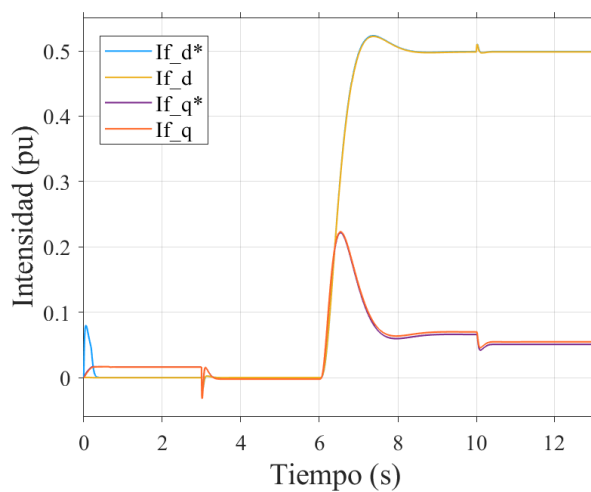


Figura 5.28.- Respuesta del control de corriente en los ejes d y q operando con conexión a red

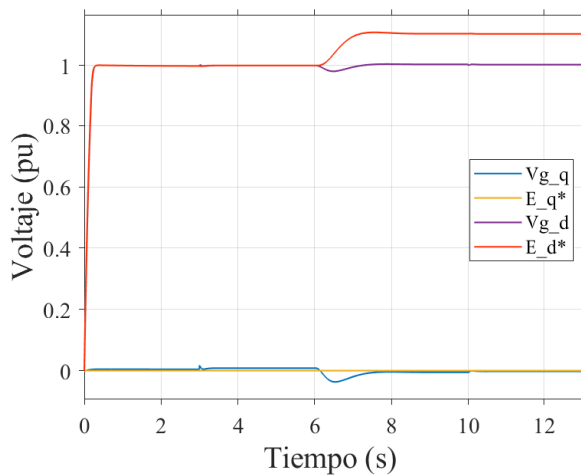


Figura 5.29.- Referencia generada por el AVR y el voltaje en bornes del convertidor en conexión a red.

5.4.4.- Operación en paralelo de 2 VSGs

En esta simulación se comprobará que el convertidor diseñado opera con éxito conectado en paralelo con otro convertidor de igual diseño pero diferente potencia nominal.

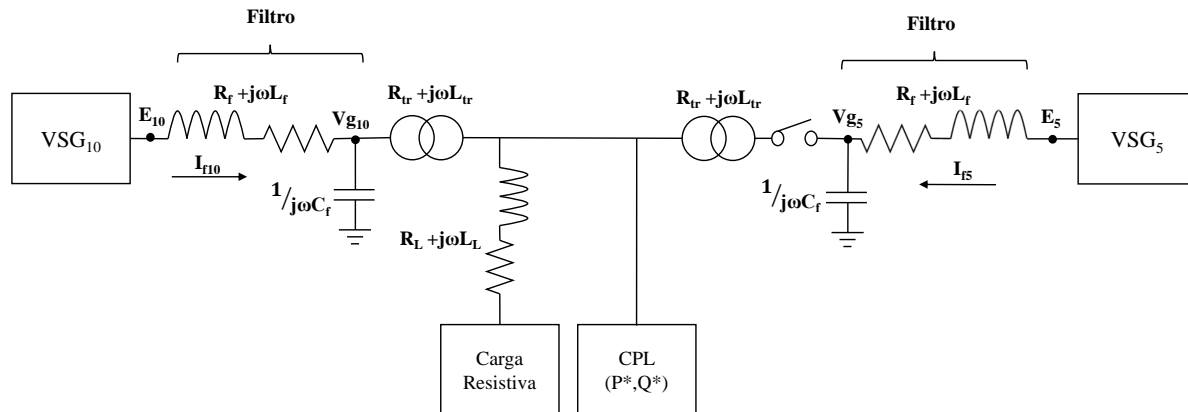


Figura 5.30.- Simplificación unifilar de la simulación en paralelo

El esquema eléctrico consiste en dos convertidores conectados a través de sendos transformadores a una red común. A esta red también está conectada una carga a través de una línea con impedancia. Además de esta carga en forma de resistencia, se encuentra conectada una carga equilibrada de potencia constante que nos servirá para comprobar el funcionamiento de los convertidores en generación y consumo. Los parámetros utilizados son idénticos a los de la Tabla ?? con la particularidad de que el segundo convertidor tiene la mitad de potencia nominal, es decir, 5 kVA.

En la simulación el convertidor de 10 kVA arrancará alimentando una carga de 1.5 kVAR mientras que el segundo convertidor permanecerá desconectado mediante un interruptor. Después de 4 segundos, los mecanismos de sincronización tanto en fase como en voltaje han cumplido sus funciones de forma que se produce la conexión del convertidor previamente desconectado. Una vez ambos convertidores se encuentran funcionando en paralelo, estos asumirán el primer salto de carga en el segundo 5, de magnitud 5 kW. En el segundo 7, se asumirá un segundo salto de 5 kVAR. Para comprobar el funcionamiento cuando en la red existe exceso de energía, en el segundo 9 se produce un salto de -15 kW y en el segundo 11 de -10 kVAR. La

evolución de la potencia entregada puede verse en la Figura 5.31.

Dado que el convertidor de mayor potencia representa un 66.6% de la capacidad de generación mientras que el de menor potencia el 33.3% restante, se asumen las cargas en las misma proporción. En (5.22), relacionando valores en sistema por unidad y sistema internacional y usando las ecuaciones *droop* podemos obtener que, efectivamente, el reparto es tal y como se ha comentado. De esta manera, el primer salto de 5 kW resulta en 1.66 kW generados por el VSG de 5 kVA y 3.33 kW generados por el VSG de 10 kVA..

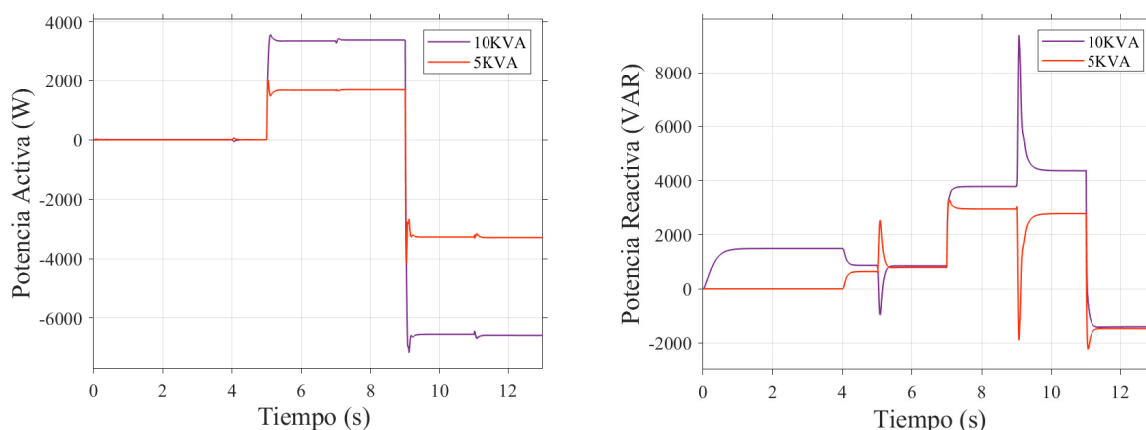


Figura 5.31.- Respuesta en potencia de ambos convertidores en paralelo

$$\left. \begin{aligned} f_{red_{pu}} &= f_{n_{pu}} - k_{p_{pu}}(P_{5_{pu}} - P_{5_{pu}}^*) \\ f_{red_{pu}} &= f_{n_{pu}} - k_{p_{pu}}(P_{10_{pu}} - P_{10_{pu}}^*) \\ P_{10} + P_5 &= P_{Carga} \\ P_{10} &= P_{Base_{10}} P_{10_{pu}} \\ P_5 &= P_{Base_5} P_{5_{pu}} \end{aligned} \right\} \begin{aligned} f_{red_{pu}} &= 1 - 0,05(P_{5_{pu}} - 0) \\ f_{red_{pu}} &= 1 - 0,05(P_{10_{pu}} - 0) \\ P_{10} + P_5 &= P_{Carga} \\ P_{10} &= 10P_{10_{pu}} \\ P_5 &= 5P_{5_{pu}} \end{aligned} \left. \begin{aligned} P_{10} &= \frac{2P_{Carga}}{3} \\ P_5 &= \frac{P_{Carga}}{3} \end{aligned} \right\} (5.22)$$

Respecto a los controles de tensión y corriente, ambos convertidores funcionan adecuadamente tal y como se puede ver en las Figuras 5.32, 5.33 y 5.34. La frecuencia de la red, medida mediante un PLL en la carga resistiva, responde también de forma esperada tal y como podemos ver en la Figura 5.35, aunque se aprecian unas oscilaciones en la frecuencia de la red que se deben a las características y resolución del PLL.

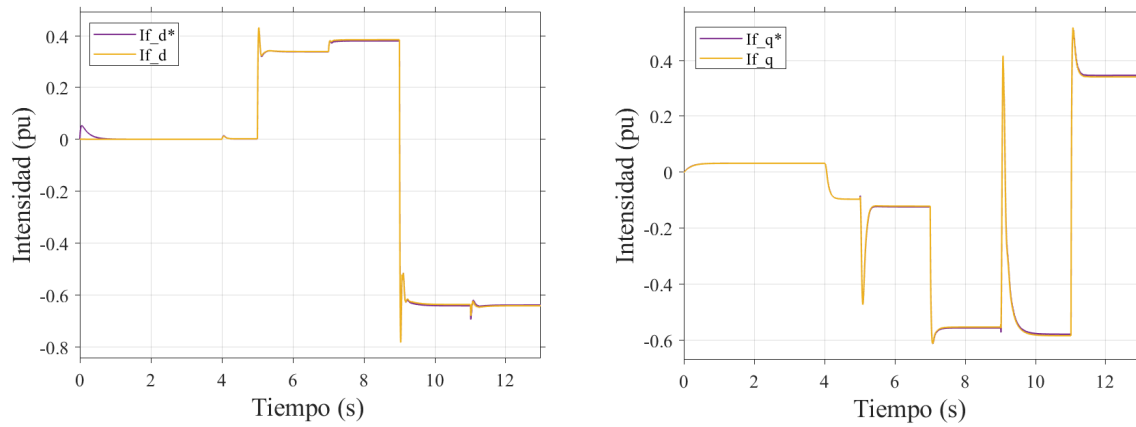


Figura 5.32.- Respuesta del control de corriente en los ejes d y q del convertidor de 5 KVA.

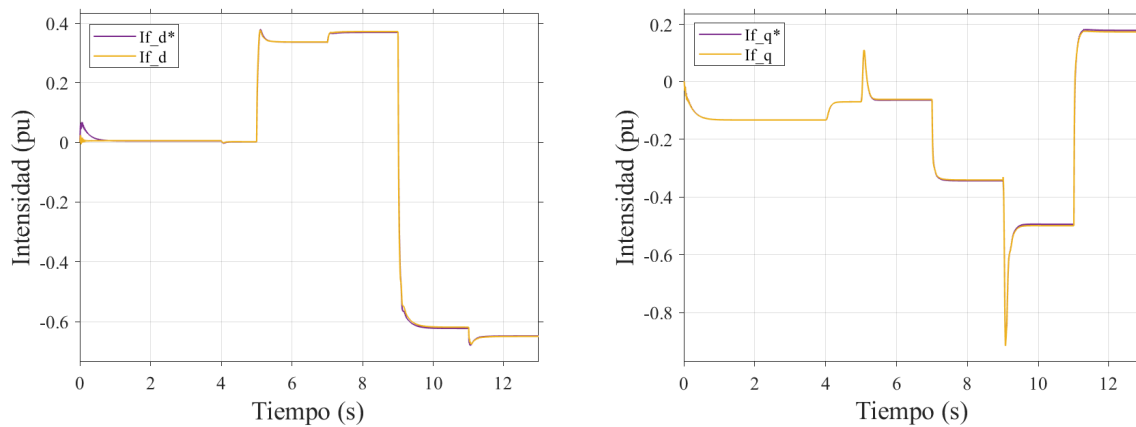
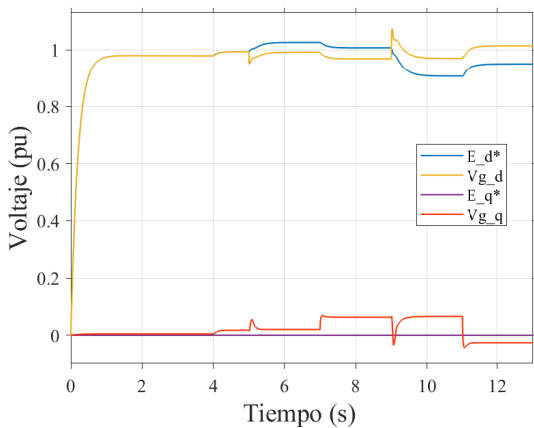
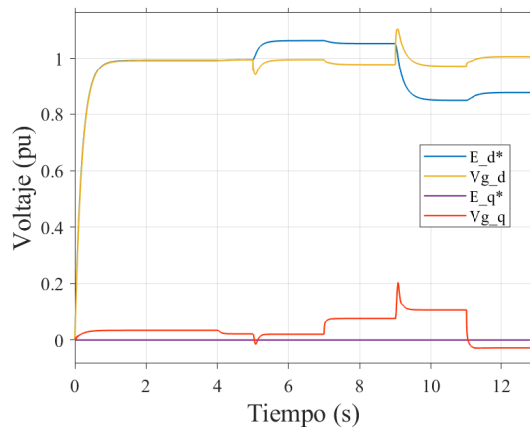


Figura 5.33.- Respuesta del control de corriente en los ejes d y q del convertidor de 10 KVA.



(a) Convertidor de 5 KVA



(b) Convertidor de 10 KVA

Figura 5.34.- Referencia generada por el AVR y el voltaje en bornes de los convertidores en paralelo.

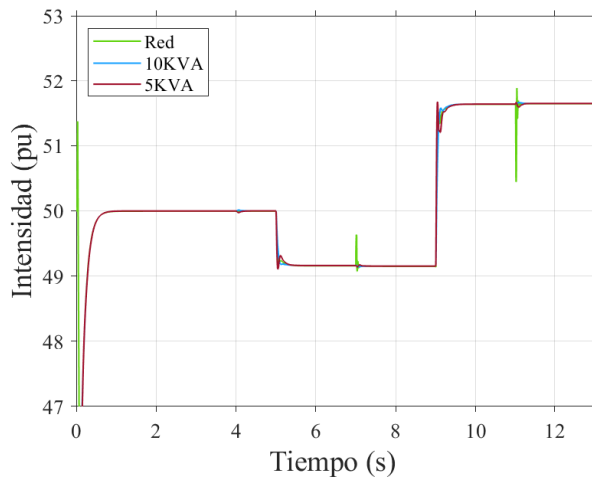


Figura 5.35.- Referencia de frecuencia de ambos convertidores y frecuencia de la red

6. Conclusiones y trabajos futuros

Al comienzo del presente documento se realizaba una introducción sobre la necesidad medioambiental de la generación de energía renovable y los problemas que esto suponía en la estabilidad de la red eléctrica. En ese sentido, el objetivo del proyecto buscaba implementar una solución que redujese el problema de la falta de inercia de los convertidores de potencia, elementos clave en inyección de energía limpia a la red. Tras el análisis de diferentes fuentes bibliográficas y el esfuerzo en su implementación y estudio, se ha conseguido, tal y como se aprecia en los resultados de las simulaciones, un convertidor que simula características de un generador síncrono. Los resultados obtenidos demuestran que este tipo de implementación puede contribuir a solucionar la problemática derivada del aumento de la presencia de fuentes de energía renovable en la red eléctrica. Además, contribuirá a su vez en el desarrollo de micro-redes y en la implantación de sistemas de generación distribuida, donde los convertidores de potencia tienen un papel primordial.

Además del modelado del VSG como tal, se ha realizado un estudio del entorno en el que operarán estos convertidores analizando el funcionamiento del sistema eléctrico, la generación de energía de forma tradicional y mediante métodos más actuales y limpios y el impacto de una penetración a gran escala de fuentes de energía renovable en la red eléctrica. Junto a esto, también se ha realizado un estudio de las modificaciones legislativas introducidas por los últimos gobiernos concretamente a través del RD-Ley 15/2018 del 6 de octubre de 2018.

La suma de todo el trabajo realizado da lugar a un análisis bien fundamentado del entorno técnico y legal de la generación distribuida y una justificación clara de la solución escogida así como su implementación. Finalmente, los resultados de las simulaciones suponen una comprobación suficientemente firme de que los objetivos propuestos se han cumplido y de que es posible contribuir a solucionar la problemática presentada mediante este camino.

Sin embargo, algunas tareas han quedado pendientes. Como se puede apreciar en todo el trabajo presentado, el control se ha realizado siendo agnósticos a la fuente de energía del

convertidor y los sistemas de almacenamiento de energía oportunos. Será necesario considerar estos factores para ofrecer una solución más completa. También, los valores seleccionados para las diferentes variables del VSG tienen como objetivo el buen funcionamiento del VSG pero no un funcionamiento óptimo. Será necesario un análisis detallado de qué valores de estas variables ofrecen el mejor desempeño. Alejándose de los aspectos de diseño, será necesario en futuros trabajos poner en práctica el diseño presentado mediante la construcción de un prototipo. De esta manera, implementado el control en C y junto a un microcontrolador y un prototipo del convertidor sería posible comprobar en el funcionamiento del VSG en una red experimental.

Bibliografía

- [1] Jaber Alipoor, Yushi Miura, and Toshifumi Ise. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia. *IEEE journal of Emerging and selected topics in power electronics*, 3(2):451–458, 2014.
- [2] Hassan Bevrani, Bruno François, and Toshifumi Ise. *Microgrid dynamics and control*. John Wiley & Sons, 2017.
- [3] Cristian Blanco Charro. *Synchronization, islanding detection and power quality improvement in distributed power generation systems*. PhD thesis, Universidad de Oviedo, 2015.
- [4] Red Eléctrica de España. Precio voluntario para el pequeño consumidor (pvpc). url: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc>, 2019. Accedido 07-06-2020.
- [5] Red Eléctrica de España. Red de transporte (km de circuito). url: <https://www.ree.es/es/conocenos/principales-indicadores/red-de-transporte-circuito>, 2019. Accedido 06-06-2020.
- [6] Red Eléctrica de España. Series estadísticas del sistema eléctrico español (datos actualizados a abril 2020). url: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>, 2020. Accedido 06-06-2020.
- [7] Boletín Oficial del Estado. Orden eco/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico., 2002.
- [8] Boletín Oficial del Estado. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico. 2013.
- [9] Boletín Oficial del Estado. Real decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, 2015.

- [10] Boletín Oficial del Estado. Real decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores., 2018.
- [11] Antonio Gómez-Expósito, Antonio J Conejo, and Claudio Cañizares. *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC press, 2017.
- [12] Youngroc Kim, Hanju Cha, Byeong-Mun Song, and Kwang Y Lee. Design and control of a grid-connected three-phase 3-level npc inverter for building integrated photovoltaic systems. In *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pages 1–7. IEEE, 2012.
- [13] Jia Liu, Yushi Miura, and Toshifumi Ise. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(5):3600–3611, 2015.
- [14] Jesús Fraile Mora. *Máquinas eléctricas*, volume 5. McGraw-Hill, 2008.
- [15] Ángel Navarro-Rodríguez, Pablo García, Cristian Blanco, Ramy Georgious, and Jorge García. Cooperative control in a hybrid dc/ac microgrid based on hybrid dc/ac virtual generators. In *2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 1156–1163. IEEE, 2018.
- [16] Rajendra K Pachauri, Myles R Allen, Vicente R Barros, John Broome, Wolfgang Cramer, Renate Christ, John A Church, Leon Clarke, Qin Dahe, Purnamita Dasgupta, et al. *Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Ipcc, 2014.
- [17] S Padhi and BP Mishra. Solution of swing equation for transient stability analysis in dual-machine system. *IOSR Journal of Engineering*, page 6, 2015.
- [18] Archie Robb. Grid inertia: why it matters in a renewable world. url: <https://www.renewableenergyworld.com/2019/10/25/grid-inertia-why-it-matters-in-a-renewable-world/gref>, 2019. Accedido 15-06-2020.

- [19] Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodriguez. Control of power converters in ac microgrids. *IEEE transactions on power electronics*, 27(11):4734–4749, 2012.
- [20] Xiaolan Zou. *Frequency and Damping Characteristics of Generators in Power Systems*. PhD thesis, Virginia Tech, 2018.