

Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Modelado, Control y Simulación de Plantas
Fotovoltaicas con Almacenamiento Considerando
Retrasos en la Comunicación

Autor: Pablo Calzado Bravo

Tutor: Juan Manuel Mauricio Ferramola

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Modelado, Control y Simulación de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento Considerando Retrasos en la Comunicación

Autor:

Pablo Calzado Bravo

Tutor:

Juan Manuel Mauricio Ferramola

Profesor Contratado Doctor

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Máster: Modelado, Control y Simulación de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento
Considerando Retrasos en la Comunicación

Autor: Pablo Calzado Bravo

Tutor: Juan Manuel Mauricio Ferramola

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

A mi familia y amigos

A mis profesores

Agradecimientos

Quiero aprovechar estas líneas para expresar mi agradecimiento al tutor de este Trabajo Fin de Máster, Juan Manuel Mauricio, por la dedicación y apoyo que me ha brindado durante la realización de este trabajo, por el respeto a mis sugerencias e ideas y por la dirección y el rigor que ha facilitado a las mismas, y sus valiosas sugerencias en momentos de duda.

Asimismo, agradezco a mis compañeros de clase su apoyo personal y humano, con quien he compartido muchas horas de clase y estudio durante estos años, tanto en mi época en Jaén como ahora, en Sevilla.

Un trabajo de investigación es siempre fruto de ideas, proyectos y esfuerzos previos que corresponden a otras personas. En este caso mi más sincero agradecimiento a Jesús de la Casa Hernández, del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Jaén, quien me guió durante la beca de colaboración de la que fui beneficiario en mi último año en Jaén, cuyo trabajo me despertó el interés por la investigación y la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia. También a Pedro Gómez Vidal, también del departamento de Ingeniería Eléctrica, quien fué mi referente durante los años en que estuve estudiando en Jaén.

Un trabajo de investigación es también fruto del reconocimiento y del apoyo vital que nos ofrecen las personas que nos estiman, sin el cual no tendríamos la fuerza y energía que nos anima a crecer como personas y como profesionales. Gracias a mi familia y mi novia, porque siempre se han preocupado de mi tanto personal como académicamente en cada momento de mi vida, lo cual es de un incuestionable valor.

Sin el apoyo de todas estas personas, este trabajo nunca se habría escrito y, por eso, este trabajo es también suyo.

A todos, muchas gracias.

Índice general

Índice	IV
Índice de figuras	VI
Índice de tablas	VII
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Generación No Convencional	1
1.2.1. Tecnología Fotovoltaica	2
1.2.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica	2
1.2.3. Electrónica de Potencia	2
1.3. Dominio Electromagnético vs Electromecánico	3
1.4. Objetivos y Desarrollo del Trabajo	4
2. Modelo Eléctrico de Conexión a Red	5
2.1. El Generador Fotovoltaico	5
2.1.1. Método de Araujo-Green	6
2.1.2. Dimensionado del Generador Fotovoltaico	7
2.2. Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica	8
2.2.1. Ecuaciones del Modelo	10
2.2.2. Dimensionado de la Batería	11
2.3. Convertidor en Fuente de Corriente (CSC)	13
2.4. Control de la Planta (PPC)	15
2.4.1. <i>PV Curtailment</i>	16
2.4.2. Procesamiento Consignas TSO	17
2.5. Control de Frecuencia y Tensiones	18
2.5.1. Control Potencia-Frecuencia	19
2.5.2. Control Reactiva-Tensión	20
2.6. Control Proporcional-Integral	21
2.7. Exigencias Control Planta Fotovoltaica	22
2.8. Conexión a la Red	22
3. Retrasos en las Comunicaciones de Control	23
3.1. Introducción	23
3.2. Modelo OSI Comunicaciones	24
3.2.1. Transporte de Datos	25
3.3. Implementación del Random-Delay	26
3.4. Funcionamiento del Random-Delay ante Distintas Señales	28

4. Implementación	31
4.1. DIgSILENT [®] PowerFactory	31
4.1.1. <i>Static Generator</i>	31
4.1.2. Componentes de los Modelos Numéricos	32
4.1.3. Inicialización y Ejecución de Modelos Numéricos	34
4.2. Creación de Funciones <i>User-Defined</i>	35
4.3. Composite Models	35
4.3.1. Módulo de Planta Fotovoltaica	35
4.3.2. Módulo de Sistema de Almacenamiento	36
4.3.3. Módulo de Power Plant Control (PPC)	36
5. Simulación	37
5.1. Validación del Modelo	37
5.1.1. Planta PV con Almacenamiento Conectada a Red de Potencia Infinita	37
5.1.2. Funcionamiento de la Función <i>Random Delays</i>	45
5.1.3. Variaciones de Generación de la Planta Fotovoltaica	45
5.2. Simulaciones Control de Tensión	48
6. Conclusiones y Trabajo Futuro	55
A. Códigos DIgSILENT[®] Programming Language (DPL)	57
A.1. Generador Fotovoltaico (PVgenDC)	57
A.2. Radiación (G)	58
A.3. Temperatura (Ta)	58
A.4. Convertidor en Fuente de Corriente (CSC)	58
A.5. Batería (BatModel)	59
A.6. Convertidor Batería (BatConverter)	59
A.7. Power Plant Control (PowPlantCtrl)	60
A.8. Operador del Sistema (TSO)	60
A.9. Sumatorio Parques PV (SUM)	61
B. Códigos Auxiliares en Matlab[®]	63
B.1. Proceso de Consignas del Bloque PPC	63
C. Códigos C	65
C.1. Generación de Retrasos Aleatorios (Random-Delays)	65
D. Datos Introducidos al Modelo	67
D.1. Modelo de Planta Fotovoltaica	67
D.2. Modelo de Inversor	67
D.3. Modelo de Batería	68
D.4. Modelo de Convertidor en Fuente de Corriente	69
D.5. Modelo de Radiación Solar	69
D.6. Modelo de Temperatura Ambiente	69
D.7. Modelo de PPC	69
D.8. Modelo de TSO	70
Bibliografía	71

Índice de figuras

1.1.	Panorama actual de los sistemas de energía eléctrica.	2
1.2.	Escala temporal.	3
2.1.	Curvas de descarga v_{bat} vs SOC para distintas velocidades de descarga.	9
2.2.	Ensayo real sobre la celda.	9
2.3.	Circuito DC para conexión a red.	10
2.4.	Esquema del convertidor en fuente de corriente (CSC) conectado a equivalente de red.	13
2.5.	Curva típica de $P - V$ de un generador fotovoltaico.	16
2.6.	Respuesta genérica de la batería a bajada de potencia.	18
2.7.	Respuesta de una planta PV a los cambios de frecuencia.	19
2.8.	Respuesta de un sistema de baterías a los cambios de frecuencia [1].	20
2.9.	Respuesta de un sistema de baterías a los cambios de tensión [1].	20
3.1.	Esquema general del problema de los retrasos aleatorios en las comunicaciones [2].	23
3.2.	Modelo OSI de comunicaciones en capas.	24
3.3.	Retrasos en medición y en órdenes de control [3].	26
3.4.	Situación de los retrasos en las comunicaciones.	26
3.5.	Retrasos en medición y en órdenes de control. Uso de buffer [3].	27
3.6.	Detalle de funcionamiento del buffer.	28
3.7.	Señal escalonada original y retrasada aleatoriamente.	29
3.8.	Señal rampa de subida original y retrasada aleatoriamente.	29
3.9.	Señal exponencial amortiguada original y retrasada aleatoriamente.	30
3.10.	Señal senoidal amortiguada original y retrasada aleatoriamente.	30
4.1.	Unificación modelo físico y numérico mediante el <i>Static Generator</i>	32
4.2.	Relación entre los componentes de los modelos numéricos.	33
4.3.	Composite Frame genérico y sentidos de inicialización y ejecución.	34
4.4.	<i>Composite model</i> de la planta fotovoltaica.	35
4.5.	<i>Composite model</i> del sistema de almacenamiento.	36
4.6.	<i>Composite model</i> del sistema de control de la planta (PPC).	36
5.1.	Modelo de planta PV con almacenamiento conectada a una red de potencia infinita.	37
5.2.	Resultados gráficos del flujo de cargas.	38
5.3.	Curvas de G , T_a , P_{bat} y Q_{bat} ante variaciones distintos escenarios de flujo de cargas.	39
5.4.	Curvas de P_{pv} , Q_{pv} , I_{pv} y V_{pv}	40
5.5.	V_{bat} , I_{bat} y estado de carga (SOC) de las mismas ante carga.	41
5.6.	V_{bat} , I_{bat} y estado de carga (SOC) de las mismas ante descarga.	41
5.7.	Respuesta del sistema de almacenamiento ante una exigencia en corriente no satisfecha.	42

5.8. Cortes de P , Q , I_{bat} de protección del batería ante descargas profundas.	43
5.9. Límites de carga y descarga de las baterías.	44
5.10. Caída de la radiación por el paso de una serie de nubes.	45
5.11. Variación de las potencias activa y reactiva del POI ante variación de radiación sin retrasos.	46
5.12. Variación de las potencias activa y reactiva del POI ante variación de radiación con retrasos.	46
5.13. Comparativa de potencia reactiva con y sin retrasos.	47
5.14. Modelo conectado a nudo de potencia infinita a través de línea.	48
5.15. Resultado del flujo de cargas del sistema objeto de estudio.	49
5.16. Tensión del POI y señal del TSO.	50
5.17. Potencias activa y reactiva en el POI.	51
5.18. Detalle de la potencia reactiva en el POI.	52
5.19. Comparativa respuesta del sistema sin <i>random delays</i> vs respuesta con <i>random delays</i>	53

Índice de tablas

2.1. Parámetros de las células que conforman el módulo.	7
2.2. Valores de operación del sistema de almacenamiento y configuración del array. . .	12
5.1. Datos para el flujo de cargas.	38
D.1. Datos introducidos al modelo de planta PV.	67
D.2. Datos introducidos al modelo de convertidor en fuente de corriente.	67
D.3. Datos introducidos al modelo de batería.	68
D.4. Curva SOC- v_{bat} simplificada.	68
D.5. Datos introducidos al modelo de convertidor.	69
D.6. Datos introducidos al modelo de radiación solar.	69
D.7. Datos introducidos al modelo de temperatura ambiente.	69
D.8. Datos introducidos al modelo de power plant control.	69
D.9. Datos introducidos al modelo de operador del sistema.	70

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El cambio climático y la disminución de los combustibles fósiles son problemas actuales que cada vez pasan menos inadvertidos. Además, la creciente generación de energía en los sistemas de potencia, sobre todo en aquellos países con altos índices de crecimiento, obliga cada vez más a la inclusión de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) como fuentes primarias de generación. Si bien en la actualidad el panorama de la generación eléctrica está dominado por la máquina síncrona, su sustitución por la generación no convencional será cada vez vez más evidente, hasta llegar a un hipotético escenario de sustitución total.

Los cambios que introducen estas fuentes de energía no convencionales en los sistemas de energía eléctrica obligan al estudio de las mismas, de forma que se obtengan resultados que hagan frente a los desafíos que se plantean.

Por todo ello, se busca el modelado de un sistema realista y a la vez robusto, innovador y que permita simulaciones en distintos escenarios de conexión a la red.

1.2. Generación No Convencional

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Ejemplos típicos de energías renovables son: la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, etc.

Toda generación de energía eléctrica basada en energías renovables está considerada como Generación No Convencional. Por tanto, las plantas fotovoltaicas o termosolares, y las plantas eólicas son ejemplos de generación no convencional.

Este trabajo se centra en las plantas fotovoltaicas como base de generación no convencional, concretamente aquellas cuya potencia sea suficiente para producir un impacto en el sistema eléctrico.

1.2.1. Tecnología Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica está experimentando un buen crecimiento debido a que el coste de fabricación de módulos está bajando y la eficiencia de las células fotovoltaicas se está mejorando poco a poco, con lo que cada vez se necesita menos superficie ocupada por los módulos para una misma potencia. Esto supone que los costes por kW pico instalado están bajando, lo que supone un incentivo a la hora de tratar de crear grandes plantas de inyección de potencia.

1.2.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Al igual que ocurre con la tecnología fotovoltaica, la reducción de costes de fabricación de las celdas de almacenamiento, junto con el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento electroquímico, hacen mucho más factible el uso de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en forma de baterías. De cara a la generación no convencional, tienen muchas aplicaciones, tales como la aportación de inercia (ya que en este tipo de plantas no es normal la presencia de grandes masas giratorias, como sí ocurre en generación no convencional).

1.2.3. Electrónica de Potencia

Esta disciplina se ha posicionado como una rama mayor de la ingeniería eléctrica tras décadas de evolución tecnológica en dispositivos semiconductores, convertidores, técnicas de modulación, máquinas eléctricas y sistemas avanzados de control. Se espera ver un gran impacto de la Electrónica de Potencia en la industrialización global y sistemas de energía más eficientes, con particular énfasis en la integración de sistemas en base a energías renovables.

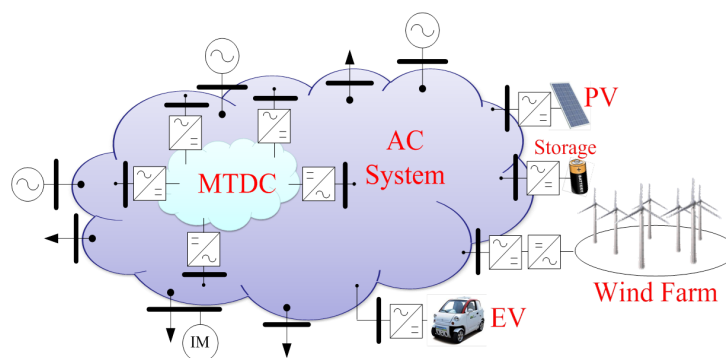


Figura 1.1: Panorama actual de los sistemas de energía eléctrica.

Como se puede ver en la figura 1.1, en las áreas donde existe generación no convencional, todas las plantas llevan asociado un convertidor electrónico de potencia. Esto sucede ya que la electrónica de potencia es necesaria para poder actuar sobre las variables eléctricas de las plantas de cara al sistema, hacerlas más controlables y estables.

Finalmente, la reducción que se está experimentando en los costes de fabricación hace que resulte más fácil su uso, motivando a su vez la aparición de nuevas plantas de generación no convencional.

1.3. Dominio Electromagnético vs Electromecánico

El modelado de un sistema de energía eléctrica, considerando su complejidad y la amplia gama de constantes de tiempo de los elementos presentes, es una ardua tarea. Tener en cuenta todas las dinámicas mediante un único modelo en base a un sistema de ecuaciones diferenciales no tiene sentido, ya que se necesitará un paso de integración muy bajo para tener en cuenta a los elementos cuyas constantes de tiempo sean muy pequeñas, siendo éste un paso de integración muy pequeño para otros elementos del sistema cuyas constantes de tiempo se encuentren varios órdenes de magnitud por encima. Esto provocará un esfuerzo computacional enorme.

Dentro de un sistema eléctrico se pueden observar desde elementos con constantes de tiempo de los microsegundos, como por ejemplo la conmutación de dispositivos semiconductores, hasta elementos con constantes de tiempo de orden de segundos, como los controladores secundarios de frecuencia, dejando de lado otros elementos con constantes de tiempo de los minutos o incluso las horas, como por ejemplo elementos de centrales térmicas. Estas constantes de tiempo se pueden agrupar en dos dominios distintos, el dominio electromagnético y el dominio electromecánico [4].

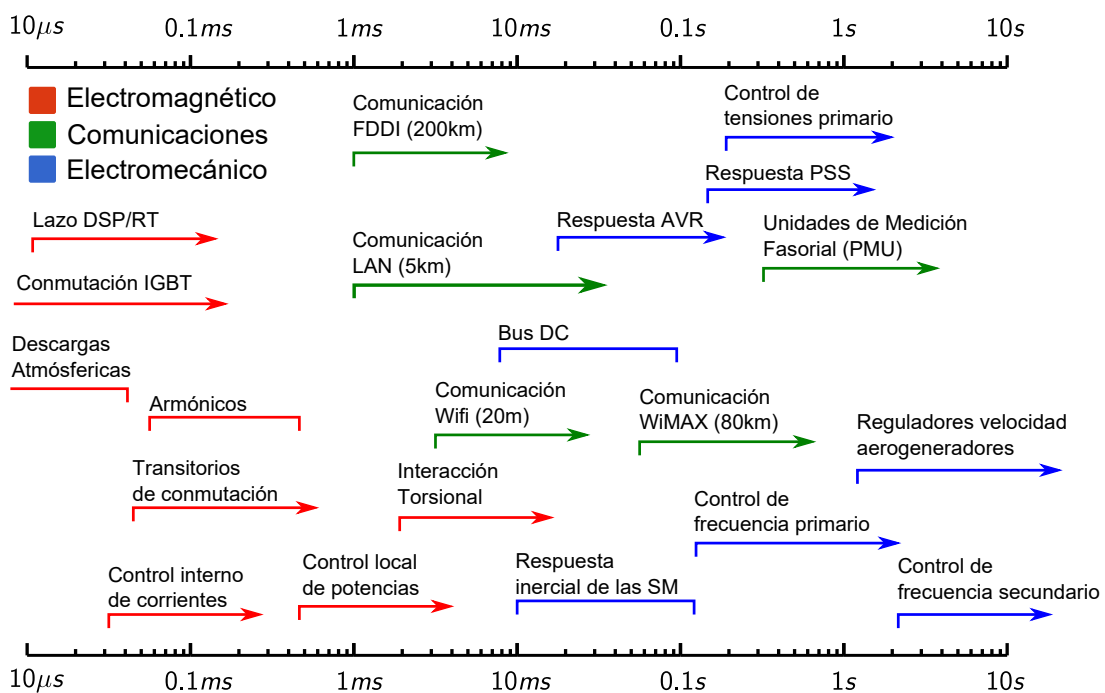


Figura 1.2: Escala temporal.

El dominio electromagnético comprende aquellas constantes de tiempo que van desde los microsegundos hasta, aproximadamente, las décimas de segundo. El dominio electromecánico, desde las décimas de segundo hasta los segundos o decenas de segundos.

De cara al análisis dinámico de sistemas de potencia, clásicamente se ha realizado en base a modelos electromecánicos. Sin embargo, en la actualidad, con la creciente participación de elementos con constantes de tiempo muy pequeñas, hace necesaria en determinados casos la consideración de modelos electromagnéticos. Se plantea entonces la cuestión de en qué dominio enmarcar los modelos que se realizan para la simulación, cuya respuesta dependerá de los elementos que se quieran modelar y el nivel de detalle de los mismos.

En este trabajo, todos los modelos estarán referidos al dominio electromecánico, y aquellos elementos que no pueden modelarse dentro de este dominio, su modelo será en base a ecuaciones algebraicas (constante de tiempo nula).

1.4. Objetivos y Desarrollo del Trabajo

El objetivo del trabajo es el modelado de una planta fotovoltaica con almacenamiento conectada a la red de transporte para inyección de potencia. Esta conexión al sistema eléctrico se tratará desde el punto de vista de la capacidad de respuesta de la planta a las exigencias del operador del sistema (TSO). Estos tiempos se encuentran en [1] y se han detallado en el Capítulo 5, epígrafe 2.7.

Para conseguir estos objetivos, se procederá de la siguiente forma:

1. Se realizará un modelo eléctrico para conexión a red dentro del dominio electromecánico tanto del generador fotovoltaico como del sistema de almacenamiento por baterías, coordinando ambos mediante un control de jerarquía superior a ambos, también en el dominio electromecánico.
2. Este modelo se implementará en un software de simulación de sistemas eléctricos, como es DIGSILENT[®] PowerFactory. Este es un programa muy potente, y con muchas opciones de cara a las simulaciones en el tiempo.
3. Una vez implementado, se ha procedido a las simulaciones, tanto de la planta fotovoltaica con almacenamiento conectada a un nudo de potencia para comprobar su validez y su rigor eléctrico, tanto como la validación del buen funcionamiento de los *random delays*.
4. Finalmente, se exponen las conclusiones obtenidas del estudio, a la vez que se abren futuras líneas de trabajo acerca del tema.

Capítulo 2

Modelo Eléctrico de Conexión a Red

2.1. El Generador Fotovoltaico

Un generador fotovoltaico es una asociación serie-paralelo de módulos fotovoltaicos, compuestos a su vez por agrupaciones serie-paralelo de células fotovoltaicas. Una célula fotovoltaica es un elemento semiconductor que genera una corriente eléctrica cuando incide una radiación solar sobre ella. Existen multitud de tipos de células aunque las más usuales son de silicio monocristalino y silicio policristalino.

Debido a los fenómenos propios de funcionamiento de la célula (que no se abarcan en este trabajo), la corriente que se genera es en forma de corriente continua. Esto supone que, de cara a la conexión a red, necesite de un convertidor electrónico de potencia (inversor) para pasar la corriente continua a corriente alterna.

Los valores de operación de un generador fotovoltaico se pueden considerar relacionados mediante la siguiente expresión, que define la característica $I - V$ del mismo:

$$I_{pv} = N_{mp}N_{cp}I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V_{pv}/(N_{cs}N_{ms}) - V_{oc} + I_{pv}R_s/(N_{cp}N_{mp})}{V_t} \right) \right] \quad (2.1)$$

Donde:

- I_{pv} es la corriente del generador fotovoltaico (A).
- V_{pv} es la tensión del generador fotovoltaico (V).
- N_{cp} es el número de células en paralelo del módulo fotovoltaico.
- N_{cs} es el número de células en serie del módulo fotovoltaico.
- N_{mp} es el número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.
- N_{ms} es el número de módulos en serie del generador fotovoltaico.
- I_{sc} es la corriente de cortocircuito de una célula del módulo fotovoltaico (A).
- V_{oc} es la tensión de circuito abierto de una célula del módulo fotovoltaico (V).
- R_s es la resistencia serie de una célula del módulo fotovoltaico (Ω).
- V_t es el voltaje térmico (V).

En los epígrafes 2.1.1 y 2.1.2 se explica cómo obtener los valores de las variables presentes en la ecuación (2.1).

El Factor de Forma (FF_0) proporciona la medida de la calidad de la unión y la resistencia serie de la célula. Se define como el cociente entre la potencia máxima y el producto de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto. Idealmente, el FF_0 sólo estaría en función del voltaje de circuito normalizado ν_{oc} , estando ambos parámetros relacionados por la siguiente expresión empírica:

$$FF_0 = \frac{\nu_{oc} - \ln(\nu_{oc} + 0,72)}{\nu_{oc} + 1} \quad (2.2)$$

En condiciones estándar de medida (STC), el factor de forma toma la expresión:

$$FF = \frac{V_{mpp,stc} I_{mpp,stc}}{V_{oc,stc} I_{sc,stc}} \quad (2.3)$$

2.1.1. Método de Araujo-Green

Para el cálculo de los valores de operación de un generador fotovoltaico se puede considerar el siguiente procedimiento [5,6], cuyo objetivo es obtener el valor de potencia máxima, tensión y corriente que puede alcanzar el generador para un par de valores determinados de irradiancia G y temperatura ambiente T_a .

En este método se calcula la tensión y corriente del punto de máxima potencia de la célula, a partir de los siguientes valores característicos de la misma:

- Corriente de cortocircuito de una célula en condiciones estándar ($I_{sc,stc}$).
- Tensión de circuito abierto de una célula en condiciones estándar ($V_{oc,stc}$).
- Corriente de máxima potencia de una célula en condiciones estándar ($I_{mpp,stc}$).
- Tensión de máxima potencia de una célula en condiciones estándar ($V_{mpp,stc}$).
- Temperatura de operación nominal de la célula (T_{ONC}).

El proceso de cálculo emplea para cada par de valores de radiación y temperatura las siguientes relaciones para obtener los valores de operación de la célula (método de *Araujo-Green*). La corriente de cortocircuito en función de la irradiancia incidente se calcula:

$$I_{sc} = I_{sc,stc} \frac{G}{G_{stc}} \quad (2.4)$$

La temperatura de célula tiene la expresión:

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} G \quad (2.5)$$

La tensión de circuito abierto de la célula se expresa en función de la temperatura de célula:

$$V_{oc} = V_{oc,stc} - 0,0023 (T_c - 25^\circ\text{C}) \quad (2.6)$$

Se define la tensión de célula normalizada como:

$$\nu_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_t} \quad (2.7)$$

Donde V_t es el voltaje térmico, cuya expresión es:

$$V_t = 0,025 \frac{T_c + 273}{300} \quad (2.8)$$

La resistencia normalizada es:

$$r_s = 1 - \frac{FF}{FF_0} \quad (2.9)$$

Los valores de tensión y corriente en el punto de máxima potencia son, respectivamente:

$$V_{mpp} = V_{oc} \left[1 - \frac{b}{\nu_{oc}} \ln a - r_s (1 - a^b) \right] \quad (2.10)$$

$$I_{mpp} = I_{sc} (1 - a^b) \quad (2.11)$$

Donde los parámetros a y b valen:

$$a = \nu_{oc} + 1 - 2\nu_{oc} r_s \quad (2.12)$$

$$b = \frac{a}{1 + a} \quad (2.13)$$

A partir de los valores calculados para las células fotovoltaicas, se pueden obtener los valores de operación para el generador (Bus DC):

$$I_{pv} = I_{mpp} N_{mp} N_{cp} \quad (2.14)$$

$$V_{pv} = V_{mpp} N_{ms} N_{cs} \quad (2.15)$$

Finalmente, bastaría realizar el producto de I_{pv} y V_{pv} para obtener la potencia máxima del Bus DC:

$$P_{pv} = I_{pv} V_{pv} \quad (2.16)$$

2.1.2. Dimensionado del Generador Fotovoltaico

Se ha seleccionado un módulo fotovoltaico comercial constituido por 60 células de silicio policristalino, configuradas en 3 ramas en paralelo de 20 células en serie. Los parámetros de las células vienen recogidos en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Parámetros de las células que conforman el módulo.

Parámetro	Valor
N_{cs}	20
N_{cp}	3
$V_{oc,sc}$	1,87 V
$I_{sc,sc}$	2,953 A
$V_{mpp,sc}$	1,51 V
$I_{mpp,sc}$	2,77 A
T_{ONC}	20°C

2.2. Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica

La batería es el elemento que almacena la energía necesaria para llevar a cabo la regulación necesaria de la planta fotovoltaica. Es por eso que, si la planta fotovoltaica es de una potencia importante, ya sea sustituyendo o no generación convencional, disponer de un sistema de almacenamiento es importante. Existen múltiples tipos de baterías, de procesos químicos entre diferentes elementos químicos, cada una con sus ventajas e inconvenientes [7].

El sistema de almacenamiento está formado por una asociación en serie-paralelo de un determinado número de unidades mínimas independientes llamadas 'celdas'. Son pequeñas baterías que mediante uniones eléctricas conforman la batería como tal y con unas características determinadas.

Al ser la batería un almacenamiento de energía eléctrica por procesos químicos, la energía se dispensa en forma de tensión continua y corriente continua. Este almacenamiento de energía eléctrica tiene unas características referentes a la forma de abastecer esa energía. Estas características son diversas, aunque las más comunes son:

- Capacidad.
- Tensión dc.
- Intensidad máxima.
- Energía específica.
- Rendimiento.

También existen características menos comunes, pero que son necesarias conocer para analizar exhaustivamente el conjunto del sistema donde están instaladas. Estas características son:

- Resistencia interna.
- Masa.
- Constantes de carga y descarga.
- Respuesta ante una señal escalón.
- Efecto memoria.
- Ciclo de vida.

La finalidad de desarrollar un modelo para la batería es encontrar una expresión que represente fielmente el comportamiento de ésta frente a unas sollicitaciones. Lo importante de este caso es conocer la rapidez con que se puede obtener una intensidad ante un requerimiento de potencia (tanto activa como reactiva en el lado ac).

El modelo eléctrico que se va a proponer, aplicable a una celda, plasma de forma muy aproximada el comportamiento real de la batería, ya que ésta está compuesta por celdas. La idea es, a partir de los datos aportados por el fabricante de una celda comercial, y en base a ensayos de dicha celda, generar un modelo eléctrico que describa adecuadamente el comportamiento de la celda.

A continuación, se muestra en la figura 2.1 las curvas de descarga que aporta el fabricante para la celda en cuestión, donde se observa la tensión en bornes de la celda frente al nivel de carga de la misma (SOC), para distintas velocidades de descarga.

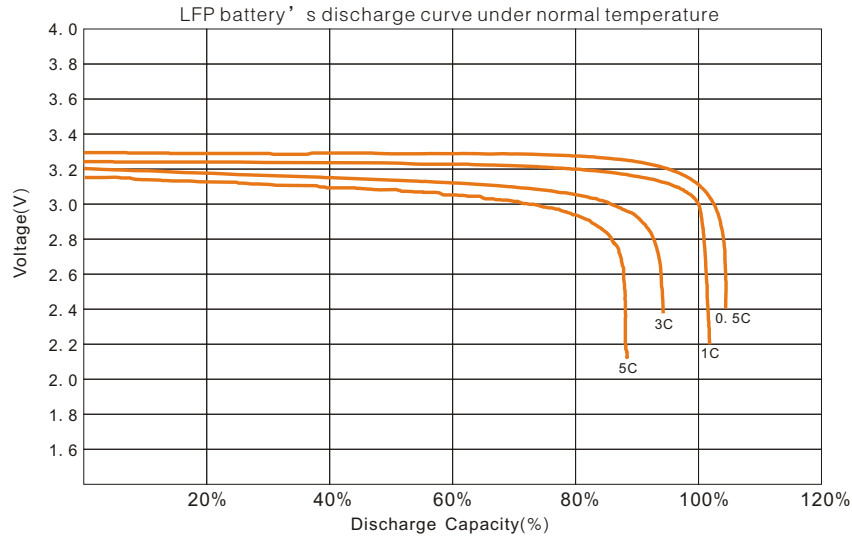


Figura 2.1: Curvas de descarga v_{bat} vs SOC para distintas velocidades de descarga.

Se nota por C la capacidad de descarga nominal de la batería. En la figura 2.2 se muestra un ensayo real donde se puede observar cómo responde la celda ante variaciones de corriente.

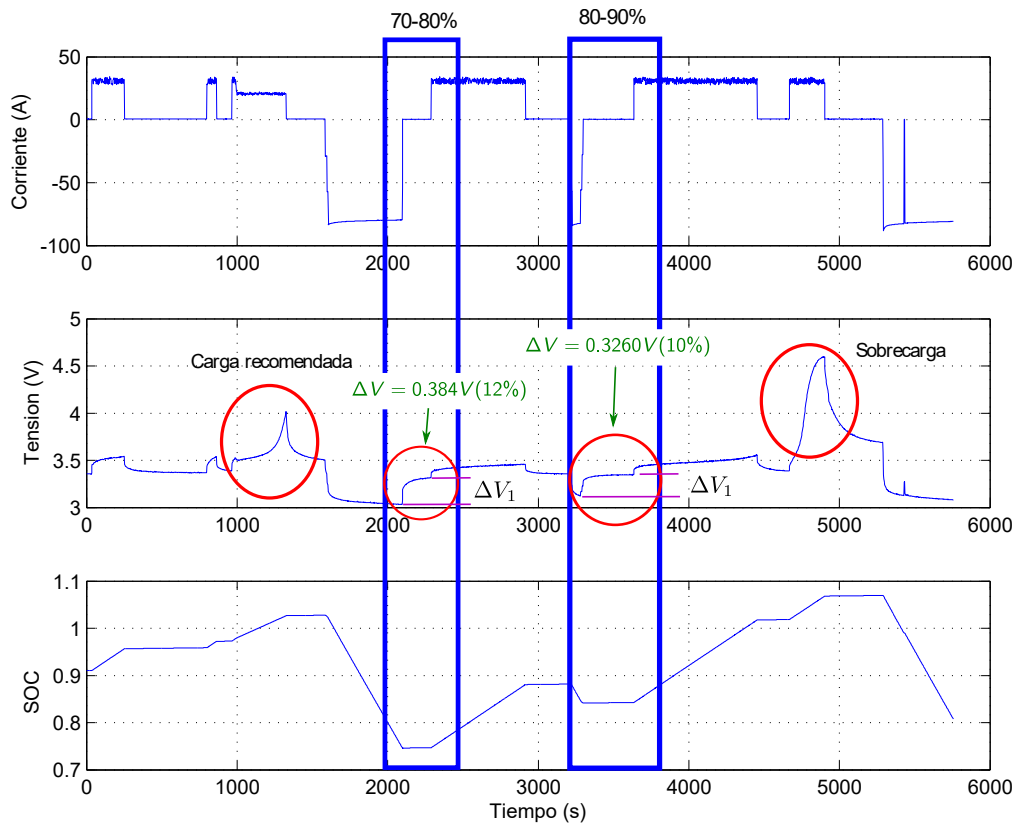


Figura 2.2: Ensayo real sobre la celda.

En la figura 2.2 se pueden observar los valores estimados de SOC, las tensiones y las corrientes de carga a las que se ha sometido el módulo. Las conclusiones a las que se pueden llegar a partir de este ensayo serían:

- La batería tiene una zona exponencial de tensión en función del SOC, a pesar de que el fabricante no la muestra en sus curvas.
- La caída de tensión en función de la corriente de carga es mayor en el ensayo ($\simeq 3m\Omega$) que la definida por el fabricante ($\simeq 0,8m\Omega$).

En base a la respuesta de la batería, se ha construido el modelo eléctrico, presentado en la figura 2.3.

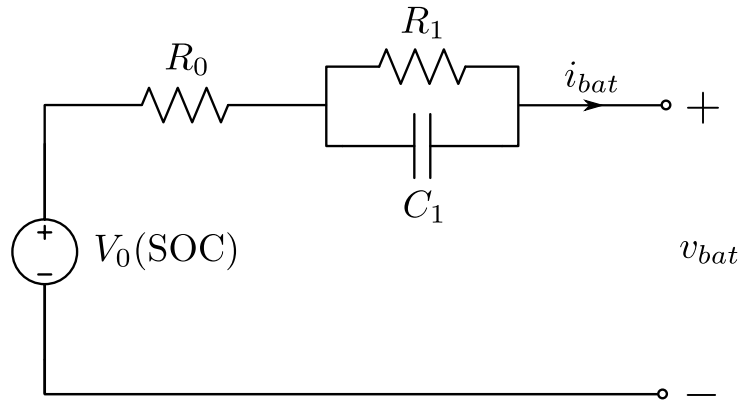


Figura 2.3: Circuito DC para conexión a red.

Los parámetros se calculan considerando la profundidad de los escalones de intensidad, y tomando las variaciones de tensión para los niveles de carga más habituales en la presente aplicación (valores del entorno del 70-90%). Se mide la constante de tiempo $\tau = RC$, y se obtiene el sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} R_0 + R_1 &= \frac{\Delta V}{\Delta I} \\ R_0 &= \frac{\Delta V_1}{\Delta I} \\ \tau = R_{eq} C_{eq} &= (R_0 + R_1) C_1 \end{aligned} \quad (2.17)$$

Para conocer el valor de $V_0(\text{SOC})$, es necesario saber la tensión de la celda a circuito abierto. Ya que el fabricante no la proporciona, hay que construir la curva de descarga para el caso particular de velocidad de descarga $0 \cdot C$. Para esta aplicación, se ha partido de las curvas de la figura 2.1, y se ha obtenido una curva de tensión a circuito abierto (D.3).

2.2.1. Ecuaciones del Modelo

Una vez que se tienen todos los parámetros del circuito equivalente, se puede comenzar a modelar matemáticamente el problema de cara a la implementación. El nivel de carga (*State of Charge*, SOC) de la batería se puede calcular según:

$$\text{SOC}_{As} = - \int_0^t i_{bat}(t) dt \quad (2.18)$$

Que, expresado en p.u.:

$$\text{SOC} = \frac{\text{SOC}_{\text{As}}}{\text{SOC}_{\text{As}}^{\text{max}}} \quad (2.19)$$

Las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las variables involucradas en el modelo son:

$$\frac{d\text{SOC}_{\text{As}}}{dt} = -i_{\text{bat}} \quad (2.20)$$

$$\frac{dv_{c_1}}{dt} = \frac{1}{C_1} i_{\text{bat}} \quad (2.21)$$

Cuyas condiciones de contorno son:

$$\text{SOC}_{\text{As}}(0) = \text{SOC}_0 \cdot \text{SOC}_{\text{As}}^{\text{max}} \quad (2.22)$$

$$v_{c_1}(0) = R_1 i_{R_1} \quad (2.23)$$

Donde se observa que en (2.23) se tiene en cuenta que la batería podría estar dando corriente en el instante inicial. Desde el punto de vista de la implementación, tiene en cuenta el valor de operación del estado estacionario, antes de las posibles variaciones.

Teniendo en cuenta que:

$$i_{c_1} = i_{\text{bat}} - i_{R_1} = i_{\text{bat}} - \frac{v_{c_1}}{R_1}$$

Es posible escribir (2.21) de la forma:

$$\frac{dv_{c_1}}{dt} = \frac{1}{C_1} \left(i_{\text{bat}} - \frac{v_{c_1}}{R_1} \right) \quad (2.24)$$

Con todo esto, se puede expresar la tensión de la celda de almacenamiento como:

$$v_{\text{bat}} = V_0(\text{SOC}) - R_0 i_{\text{bat}} - v_{c_1} \quad (2.25)$$

2.2.2. Dimensionado de la Batería

Se parte de las especificaciones de un transistor IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), que son los que formarán el convertidor DC/AC (Inversor) de conexión a red, concretamente:

- Tensión colector-emisor V_{CE} .
- Corriente de colector I_C .

Para la tensión de salida del convertidor, se parte de la tensión de conexión a red:

$$U_{\text{rms}}^{\text{max}} = U_{\text{red}} \Rightarrow U_{\text{pico}}^{\text{max}} = U_{\text{red}} \sqrt{2} \quad (2.26)$$

Los valores pico de la onda senoidal se corresponden con la tensión del lado DC, con lo que se puede escribir:

$$V_{dc} = U_{\text{red}} \sqrt{2} \quad (2.27)$$

Sin embargo, si se establece como tensión máxima la nominal de conexión a red, no se podrá aumentar la tensión en caso de que el convertidor necesite aportar potencia reactiva al punto de conexión.

Despreciando las pérdidas en el convertidor ($S_{ac} = P_{dc}$):

$$\left. \begin{array}{l} S_{ac} = \sqrt{3} U_{ac} I_{ac} \\ P_{dc} = V_{dc} I_{dc} \end{array} \right\} \Rightarrow \sqrt{3} U_{ac} I_{ac} = V_{dc} I_{dc}$$

Tomando un valor de tensión que permita la regulación en reactiva y conociendo la potencia aparente del convertidor, se puede obtener la intensidad entregada por la batería vista desde el lado DC:

$$I_{dc} = \frac{S_{ac}}{V_{dc}^{max}} = \frac{P_{dc}}{V_{dc}^{max}} \quad (2.28)$$

Es necesario comprobar que las tensiones e intensidades máximas de operación son soportables por el IGBT:

$$V_{dc}^{max} \leq V_{CE} \quad (2.29)$$

$$I_{dc}^{max} \leq I_C \quad (2.30)$$

Una vez comprobado que el dispositivo semiconductor de potencia soporta los valores de operación máximos, es el momento del dimensionado del array de baterías:

$$N_{bs} = \frac{V_{dc}}{v_{bat}} \quad (2.31)$$

$$N_{bp} = \frac{I_{dc}}{i_{bat}} \quad (2.32)$$

Donde:

- N_{bs} es el número de baterías dispuestas en serie, para cada rama.
- N_{bp} es el número de ramas de baterías que conforman el array.

Para esta aplicación se han obtenido los valores recogidos en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Valores de operación del sistema de almacenamiento y configuración del array.

Parámetro	Valor
V_{dc}^{max}	850 V
I_{dc}^{max}	1177 A
N_{bs}	258
N_{bp}	30

Se deberá tener en cuenta en la implementación este límite de corriente I_{dc}^{max} , de forma que cuando el sistema demande una potencia cuya correspondencia en $I_{dc} > I_{dc}^{max}$, deberá limitarse la corriente mediante la actuación del convertidor en base a un modelo algebraico de constante de tiempo nula (modelos electromecánicos).

2.3. Convertidor en Fuente de Corriente (CSC)

Se considerará al convertidor en fuente de corriente como una configuración básica. A partir de esta y realizando algunos cambios se podrán derivar las demás configuraciones del presente trabajo. Algunas aplicaciones en las cuales se utiliza este tipo de convertidor son las siguientes [8]:

- En un parque fotovoltaico donde los paneles generan una tensión en continua y se debe invertir para inyectar la potencia a la red.
- En ambos terminales de una línea de transporte en corriente continua.
- Para alimentar el rotor en una máquina de inducción doblemente alimentada.
- Para rectificar e invertir en el caso de la generación por medio de máquinas síncronas de imanes permanentes, muy utilizadas en futuros aprovechamientos eólicos.
- En un vehículo eléctrico para generar las corrientes necesarias para accionar los motores que aplican los pares a las ruedas.

En este trabajo se va a partir de un modelo relativamente simple de CSC, llamado CSC de dos niveles, el cual se muestra en la figura 2.4.

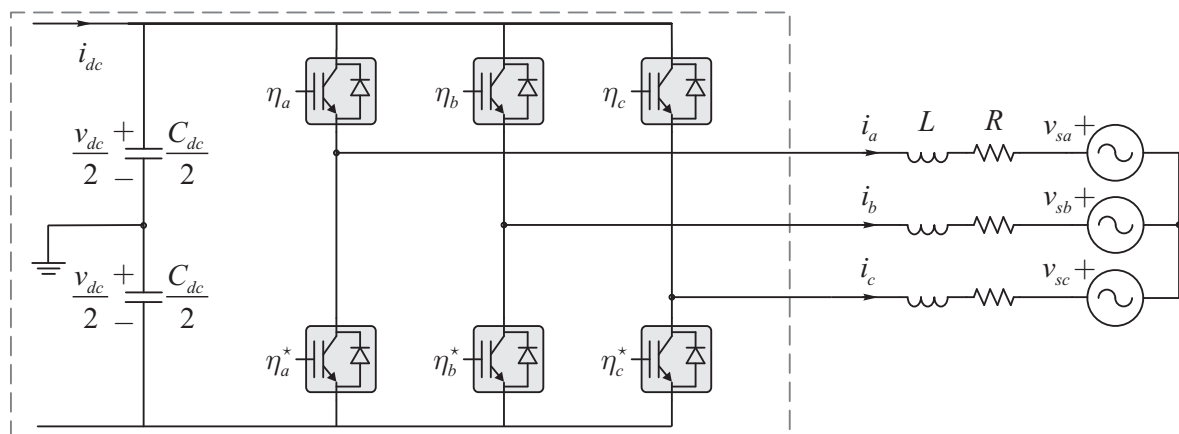


Figura 2.4: Esquema del convertidor en fuente de corriente (CSC) conectado a equivalente de red.

Ya que en el presente trabajo se están considerando sólo modelos electromecánicos, se deben hacer las siguientes simplificaciones:

- Se desprecia toda la dinámica del bus DC, por lo que a la entrada del convertidor no aparecen capacidades parásitas, y las variables v_{dc} e i_{dc} son constantes en el tiempo (o en su defecto, las estrictamente impuestas por el dispositivo aguas abajo).
- Las variables η_i son entradas al convertidor y representan el disparo de los IGBT. Al estar sus dinámicas fuera del marco del dominio electromecánico, estas variables no aparecerán en el modelo.

La transformación de las tensiones y corrientes medidas en el convertidor para su implementación para conexión a red, está basada en las transformadas de Clarke en ejes estáticos $\alpha\beta\gamma$ y de Park en ejes dinámicos $dq0$. Las ecuaciones (2.33) y (2.34) presentan la Transformada de Clarke directa e inversa en coordenadas $\alpha\beta\gamma$.

$$\mathbf{T}_{\alpha\beta\gamma} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$\mathbf{T}_{\alpha\beta\gamma}^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

La transformada de Park, ecuación (2.35), está basada en la proyección de los valores de tensión y corriente de referencia en los ejes $\alpha\beta\gamma$ y transformándolos en un eje dinámico cuyo ángulo de referencia corresponde al ángulo de fase de las tensiones y corrientes de la red.

$$\mathbf{T}_{dq0} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Así, la transformación final en notación matricial es:

$$\mathbf{T}_{\theta} = \mathbf{T}_{\alpha\beta\gamma} \mathbf{T}_{dq0} \quad (2.36)$$

Que desarrollado queda finalmente:

$$\mathbf{T}_{\theta} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Ahora, sean las tensiones e intensidades expresados en las coordenadas abc y $dq0$:

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_{abc} &= [v_a \quad v_b \quad v_c]^T \\ \mathbf{i}_{abc} &= [i_a \quad i_b \quad i_c]^T \\ \mathbf{v}_{dq0} &= [v_d \quad v_q \quad v_0]^T \\ \mathbf{i}_{dq0} &= [i_d \quad i_q \quad i_0]^T \end{aligned}$$

Que están relacionadas por la matriz de transformación dada por (2.37) de la forma:

$$\mathbf{v}_{dq0} = \mathbf{T}_{\theta} \mathbf{v}_{abc} \quad (2.38)$$

$$\mathbf{i}_{dq0} = \mathbf{T}_{\theta} \mathbf{i}_{abc} \quad (2.39)$$

Para poder conocer las potencias activa y reactiva instantáneas en función de las coordenadas $dq0$, es necesario relacionar las variables según:

$$\mathbf{v}_{abc} = \mathbf{T}_{\theta}^{-1} \mathbf{v}_{dq0} \quad (2.40)$$

$$\mathbf{i}_{abc} = \mathbf{T}_{\theta}^{-1} \mathbf{i}_{dq0} \quad (2.41)$$

Las expresiones (2.42) y (2.43) corresponden a la potencia activa y reactiva instantánea, respectivamente. Estas expresiones son las que se emplearán en la implementación del modelo.

$$p = v_d i_d + v_q i_q \quad (2.42)$$

$$q = v_q i_d - v_d i_q \quad (2.43)$$

Durante el funcionamiento en estado estable equilibrado, la tensión en $dq0$ (v_d y v_q) se puede considerar constante si se le aporta al convertidor el ángulo del punto de conexión mediante un dispositivo (por ejemplo un PLL), por lo cual se asume que:

$$v_d = v_{ac} \quad (2.44)$$

$$v_q = 0 \quad (2.45)$$

Donde v_{ac} es la tensión (expresada en pu) en barras del punto de conexión del convertidor.

Esto permitirá reescribir las ecuaciones (2.42) y (2.43) de la siguiente manera:

$$p = v_d i_d \quad (2.46)$$

$$q = -v_d i_q \quad (2.47)$$

Esto hace posible controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva, junto con todo lo que ello supone (contribución al control de frecuencia del sistema y control local de tensiones).

2.4. Control de la Planta (PPC)

El control de la planta (también conocido como PPC, *Power Plant Control*) permite controlar la planta fotovoltaica para cumplir con los requerimientos que impone el operador del sistema (TSO) en cada momento. Se incluyen dentro de este controlador las funciones de Curtailment, control de frecuencia y tensiones (mediante la gestión de la potencia activa y reactiva) en base a mediciones obtenidas del Punto de Interconexión (POI) y a consignas dadas por el TSO.

En definitiva, el PPC se encarga de dar flexibilidad a la planta fotovoltaica minimizando el impacto sobre el sistema eléctrico. En este trabajo se modela la parte de Curtailment, y la gestión del sistema de almacenamiento a nivel de potencia activa y reactiva.

A continuación se explica más detalladamente cada una de estas funcionalidades del PPC, y su modelado de cara a la programación.

2.4.1. PV Curtailment

Cuando la producción de energía en la red eléctrica es muy alta, se le puede exigir a la planta que disminuya su producción. En estos casos, el PPC restringe la potencia activa máxima que pueden ofrecer los módulos fotovoltaicos (curtailment) para cumplir este requerimiento. Esto se hace obviando las señales de control de pulsos del dispositivo seguidor del punto de máxima potencia, pudiendo forzar al generador fotovoltaico a trabajar en un tensión mayor que provoque disminución de potencia. En la figura 2.5 se observa una curva común de potencia de un generador fotovoltaico.

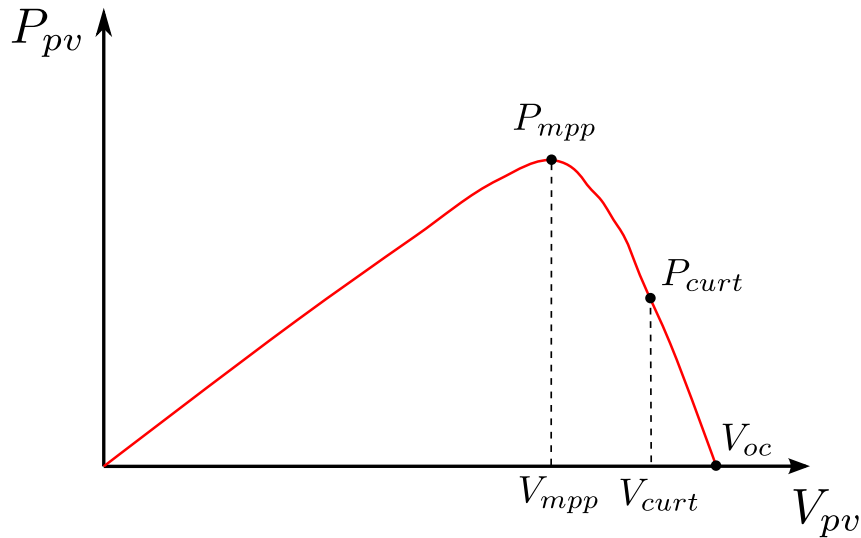


Figura 2.5: Curva típica de $P - V$ de un generador fotovoltaico.

Para conocer la tensión necesaria a la que tiene que trabajar el generador para dar una potencia concreta, se parte de la suposición de que el tramo desde (P_{mpp}, V_{mpp}) hasta $(0, V_{oc})$ es lineal, de forma que se puede obtener un punto de funcionamiento (P_{curt}, V_{curt}) mediante interpolación lineal entre los extremos de funcionamiento mencionados:

$$\frac{V_{mpp} - V_{curt}}{V_{mpp} - V_{oc}} = \frac{P_{mpp} - P_{curt}}{P_{mpp}} \quad (2.48)$$

Ahora, despejando V_{curt} :

$$V_{curt} = V_{mpp} - (V_{mpp} - V_{oc}) \frac{P_{mpp} - P_{curt}}{P_{mpp}} \quad (2.49)$$

Si se llama ΔP_{curt} a la reducción de potencia deseada, se tiene:

$$P_{curt} = (1 - \Delta P_{curt}) P_{mpp} \quad (2.50)$$

Con lo que, finalmente se tiene:

$$V_{curt} = V_{mpp} - (V_{mpp} - V_{oc}) \Delta P_{curt} \quad (2.51)$$

Expresión que permite conocer la tensión a la que se debe forzar el generador fotovoltaico (V_{curt}) para conseguir una determinada reducción de potencia (ΔP_{curt}).

Cabe destacar que en un caso real, esto se realiza o bien ignorando los pulsos del seguidor del punto de máxima potencia y fijando la tensión del bus de continua, o bien mediante el control del CSC.

En los casos en los que exista almacenamiento y el nivel de carga del mismo no es elevado, es posible desviar la potencia sobrante a baterías para poder disponer de ella más tarde, por lo que será necesaria coordinación entre las consignas del TSO y los niveles de carga de las baterías.

2.4.2. Procesamiento Consignas TSO

Como se ha comentado previamente, la planta se debe adecuar a las consignas aportadas en todo momento por el TSO. El hecho de que pueda o no responder, dependerá del estado de carga del bloque de almacenamiento (SOC). A continuación se explica cómo se procesan las consignas de P para el POI por parte del PPC.

En cada instante:

1. Medir P_{POI} , Q_{POI} y SOC.
2. Situación de necesidad de Curtailment ($P_{TSO} < P_{POI}$ y $SOC \geq SOC_{max}$):

$$\Delta P_{curt} = 1 - \frac{P_{TSO}}{P_{POI}}$$

3. Casuística en subproblema Potencia Activa:

- a) Si $P_{TSO} > P_{POI}$ y $SOC \leq SOC_{min}$:

$$P_{bat} = 0$$

- b) Si $P_{TSO} > P_{POI}$ y $SOC > SOC_{min}$:

$$P_{bat} = P_{TSO} - P_{pv}$$

- c) Si $P_{TSO} < P_{POI}$ y $SOC < SOC_{max}$:

$$P_{bat} = P_{TSO} - P_{pv}$$

- d) Si $P_{TSO} = P_{POI}$ y $SOC < SOC < SOC_{max}$:

$$P_{bat} = P_{TSO} - P_{pv}$$

En otro caso, $P_{bat} = 0$.

Como se puede observar, se sigue la misma estrategia de control tanto en potencia activa como en potencia reactiva. Si el valor de alguna de estas dos variables medida en el POI es distinta que la que establece como consigna el TSO, siempre se trata de responder con batería, ya sea mediante cesión o absorción de energía (figura 2.6).

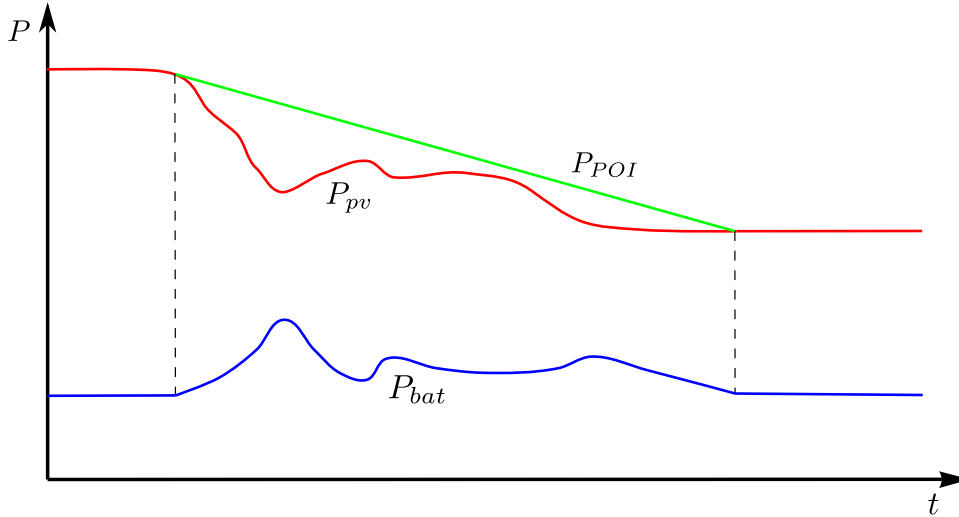


Figura 2.6: Respuesta genérica de la batería a bajada de potencia.

Sólo en los casos en que se está generando más potencia que la requerida y la batería está al máximo de su capacidad se emplea el Curtailment.

También se protege a la batería de cargas y descargas profundas cuando alcanza su máximo o mínimo estado de carga permitido, de forma que se interrumpe el intercambio energético correspondiente.

Para la implementación y validación del modelo, se ha hecho uso de un algoritmo en Matlab[®], de forma que se ha podido comprobar toda la casuística. Este algoritmo es el mostrado en el Apéndice B.1.

2.5. Control de Frecuencia y Tensiones

Para mantener la frecuencia y las tensiones en los nudos de la red dentro de límites aceptables se establece que las máquinas que inyectan potencia al mismo lo hagan de forma regulada y bajo ciertos criterios de control de acuerdo al tipo de tecnología y a la fuente de energía primaria utilizada por cada generador.

Estos criterios son el control potencia-frecuencia y control reactiva-tensión. El primero tiene un doble objetivo, mantener constante la velocidad de giro del generador y por otra modificar a voluntad la potencia generada por el mismo. Puesto que la velocidad de giro (ω) del generador está directamente relacionada con la frecuencia de la red, el mantenimiento de la velocidad tiene que ser el resultado de una acción coordinada entre todos los generadores del sistema. Por otra parte, el control que rige el control reactiva-tensión tiene como objeto mantener un adecuado perfil de tensiones en la red de transporte. Asimismo debe mantener reservas de potencia reactiva en distintas áreas del sistema para hacer frente a incidencias de tensión [9].

2.5.1. Control Potencia-Frecuencia

Generador Fotovoltaico

El control Potencia-Frecuencia en una planta PV es un poco diferente al de una planta de generación convencional ya que la luz solar no siempre está disponible por lo que es prioridad aprovecharla al máximo en todo momento. Es por esto que ante problemas de variación de frecuencia, originados por eventos que crean desbalance entre generación y consumo, las plantas PV actúan en función de un EDAG (esquema de deslastre automático de generación). Este control varía la potencia despachada solo en caso de sobrefrecuencia, desconectándose parcial o totalmente de la red, y manteniendo la inyección constante en caso contrario, logrando un aporte significativo al control de la frecuencia en la red [10].

Como modelo del control Potencia-Frecuencia se ha utilizado una variable matricial para almacenar los puntos clave de la curva de control. Esta permite obtener cambios en la potencia de referencia (P_{ref}), al multiplicarla por un coeficiente K_f obtenido según las variaciones de la frecuencia de la red, la nueva potencia de salida será entonces:

$$P_{sal} = P_{ref} K_f \quad (2.52)$$

La figura 2.7 muestra la respuesta en la potencia de salida del generador PV según los cambios en la frecuencia de la red, para obtener el resultado mencionado anteriormente.

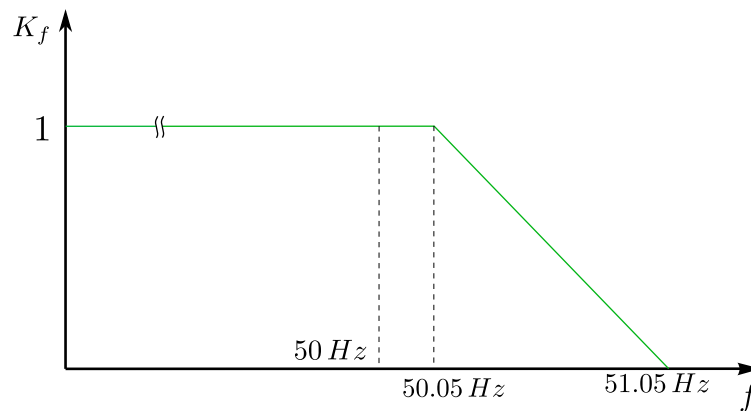


Figura 2.7: Respuesta de una planta PV a los cambios de frecuencia.

Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica

En el caso de un sistema de baterías el control Potencia-Frecuencia es similar al de un generador síncrono convencional. Este aporta tanto a los problemas de subfrecuencia, inyectando la potencia disponible acumulada durante un periodo de tiempo, como a los problemas de sobrefrecuencia absorbiendo potencia de la red de forma transitoria [10].

El modelo de control empleado en este caso es también una variable matricial que permite fijar la potencia de referencia (P_{ref}) según la frecuencia de la red. La figura 2.8 muestra la respuesta del sistema de baterías ante cambios en la frecuencia de la red.

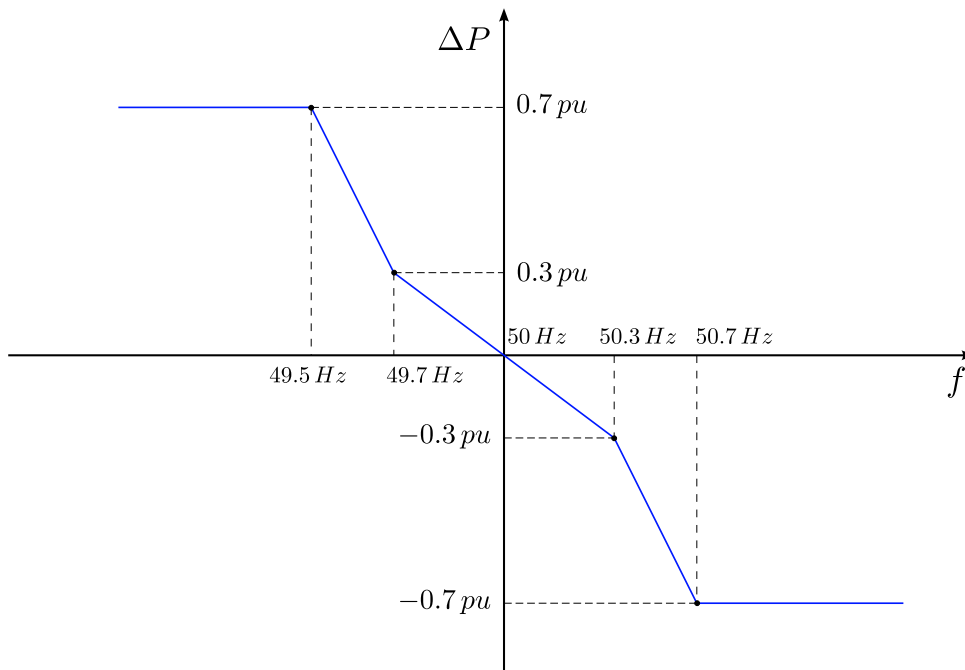


Figura 2.8: Respuesta de un sistema de baterías a los cambios de frecuencia [1].

2.5.2. Control Reactiva-Tensión

En el caso del control Reactiva-Tensión se aplica para los sistemas de baterías, ya que lo habitual es que los generadores fotovoltaicos trabajen con valores del $\cos \varphi$ muy próximos a la unidad, con lo que existe poco margen para el control de la reactiva. El modelo de este control se obtuvo a través de una variable matricial que permite establecer cual es la potencia reactiva necesaria para contrarrestar los cambios en la tensión en barras.

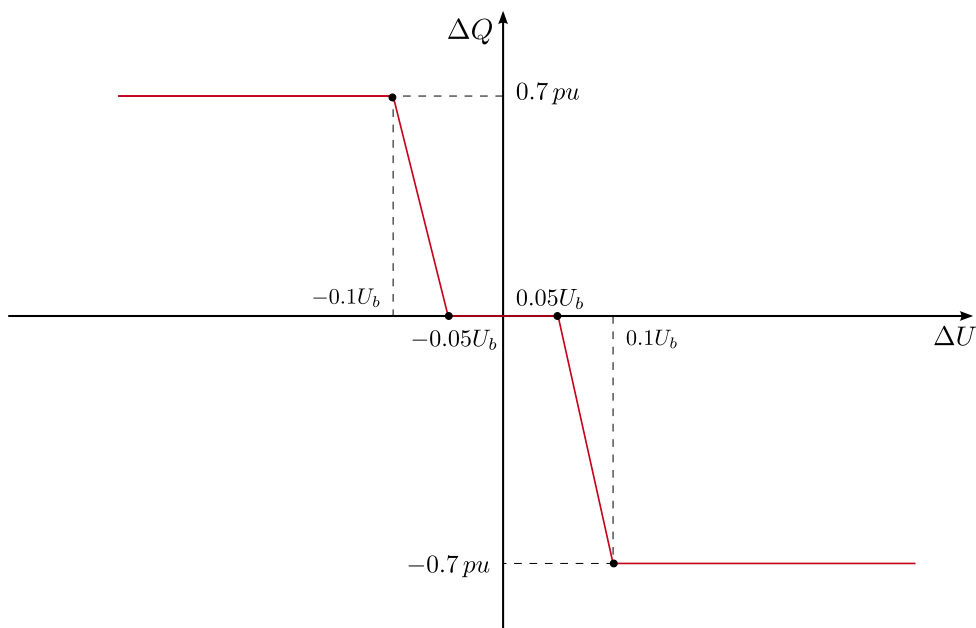


Figura 2.9: Respuesta de un sistema de baterías a los cambios de tensión [1].

La expresión que determina el valor de ΔU es:

$$\Delta U = \frac{U_{ref} - U}{U} \quad (2.53)$$

Donde U_{ref} es la tensión medida en barras inicial (correspondiente al estado estacionario) y U es la tensión existente en barras para cada instante dado.

Como se observa de la figura 2.9, se parte de la hipótesis de que el rango ideal de la tensión para la operación de la red debe mantenerse entre $\pm 5\%$ de la tensión nominal. Mientras la tensión se encuentre entre el 95 y el 105 % de tensión ideal el control no inyectará potencia reactiva, de lo contrario actuaría con el fin de evitar problemas en ésta.

2.6. Control Proporcional-Integral

El control a lazo abierto tiene una importante desventaja, la de tener que conocer exactamente el modelo a controlar. Cualquier diferencia entre el modelo utilizado para obtener la entradas necesarias para lograr un determinado objetivo, causaría que se cometa un error que puede ser inadmisibles. Por tal motivo es lo más común en la industria realimentar las salidas para que el sistema de control pueda eliminar errores paramétricos o rechazar perturbaciones inesperadas [4].

Se emplea para cada variable (P y Q) un controlador del tipo Proporcional-Integral (PI) para de esta manera comparar la salida con una referencia a seguir y que el controlador varíe las entradas adecuadamente. Por lo tanto, se implantarán un lazo de control PI para seguir referencias de tensión. Se define la variable de error e_v como:

$$e_v = V_{TSO} - V_m \quad (2.54)$$

Luego se define la integral del error de la siguiente manera:

$$\dot{\xi}_v = e_v \quad (2.55)$$

Donde $\dot{\xi}_v = \frac{d\xi_v}{dt}$.

Por tanto, la salida del control proporcional-integral (potencia reactiva a aportar por la batería) vendrá dada por:

$$Q = K_P \left(e_p + \frac{1}{T_{PI}} \xi_p \right) \quad (2.56)$$

Donde K_P es la constante de proporcionalidad y T_{PI} es la constante de tiempo del controlador PI.

2.7. Exigencias Control Planta Fotovoltaica

En Puerto Rico, las plantas fotovoltaicas tienen las siguientes exigencias para su control de tensiones [1]:

- Las plantas fotovoltaicas deben tener un sistema de control de tensión continuo, de variable continua, en lazo cerrado. En definitiva, el equivalente a un AVR en máquinas síncronas.
- La tensión del punto de interconexión (POI) debe ser ajustable por el operador del sistema. Debería ser ajustable entre el 95 % y el 105 % de la tensión nominal del POI.
- El controlador de tensión debe operar en modo tensión de referencia, y controladores del tipo factor de potencia constante o potencia aparente constante no están permitidos.
- El controlador de tensión debe estar calibrado de tal forma que un cambio en la potencia reactiva alcanzará el 95 % del valor final en un tiempo máximo de 1 segundo, siguiendo un escalón de tensión. Los cambios de reactiva no deben provocar excesivos cambios de tensión.
- Siempre que la planta fotovoltaica esté conectada eléctricamente a la red, el controlador de tensión debe estar en servicio, sin importar la potencia de salida de la misma.

2.8. Conexión a la Red

Como se comenta en el epígrafe 2.7, existe una serie de exigencias para el control de tensiones de plantas fotovoltaicas conectadas a red. En el modelo realizado se tiene control sobre todo el rango válido de tensiones (95 % - 105 %) con la potencia reactiva de la que dispone el sistema de baterías. Esto implica que esta potencia es de en torno al 5 % de la potencia de cortocircuito en el POI (S_{cc}^{POI}). La potencia de cortocircuito del nudo de conexión al resto del sistema mediante una sola línea de reactancia X se calcula como:

$$S_{cc} = \frac{U^2}{X} \quad (2.57)$$

Como se ha comentado, se cumple que:

$$S_{cc} = \frac{Q_{bat}^{max}}{0,05} \quad (2.58)$$

O lo que es lo mismo:

$$Q_{bat}^{max} = 0,05 S_{cc} \quad (2.59)$$

De esto se deduce que para el dimensionado de la planta fotovoltaica con almacenamiento, será necesario conocer a priori la potencia de cortocircuito del POI, para así poder conocer la capacidad de intercambio de reactiva de la instalación. Esto es aplicable al caso que se contempla en este trabajo (conexión mediante una única línea) como al caso de fuerte topología mallada en torno al POI.

Capítulo 3

Retrasos en las Comunicaciones de Control

3.1. Introducción

En muchos sistemas complejos, en particular aquellos con sensores remotos, actuadores y procesadores, la red de comunicaciones puede ser utilizada para recoger datos de los sensores y enviar las señales de control. Sin embargo, la utilización de una red multi-usuario con las demandas aleatorias que afectan al tráfico de la red podría dar lugar a retrasos aleatorios en el bucle de realimentación, desde los sensores a los procesadores, y / o de los procesadores a los actuadores. Estos retrasos podrían deteriorar tanto el rendimiento del sistema así como la estabilidad [2].

El esquema más general para plantear este problema es el mostrado en la figura 3.1.

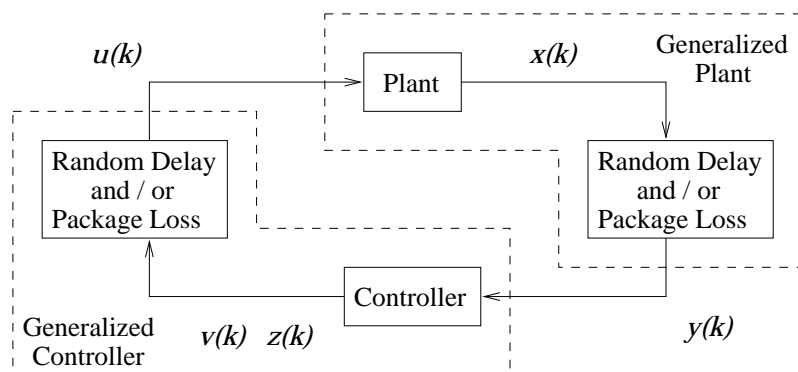


Figura 3.1: Esquema general del problema de los retrasos aleatorios en las comunicaciones [2].

Como se puede observar, pueden aparecer retrasos aleatorios (*random delays*) tanto en los datos de la planta que se está tratando como en las señales de control hacia dicha planta. También se considera que puede existir pérdida de paquetes de señal. En este trabajo se considera que un paquete se pierde cuando el retraso del que está afectado es mayor que un máximo previamente establecido.

3.2. Modelo OSI Comunicaciones

El modelo OSI fue creado en base a las recomendaciones de la Organización Internacional de Normalización (ISO) en 1980, que comenzó a expandirse en el modelo del Departamento de Defensa a finales de 1970. El estándar actual se publicó en 1996. El título oficial para el modelo es la ISO OSI (Open Systems Interconnection). Es un modelo de referencia ya que describe o se refiere a sistemas que están abiertos para la comunicación con otros sistemas de conexión. En el modelo, las funciones del sistema de comunicación están estandarizados, clasificándolos en capas. Las funciones que son similares se agrupan en la misma capa y proporcionan servicios a las capas por encima de ella.

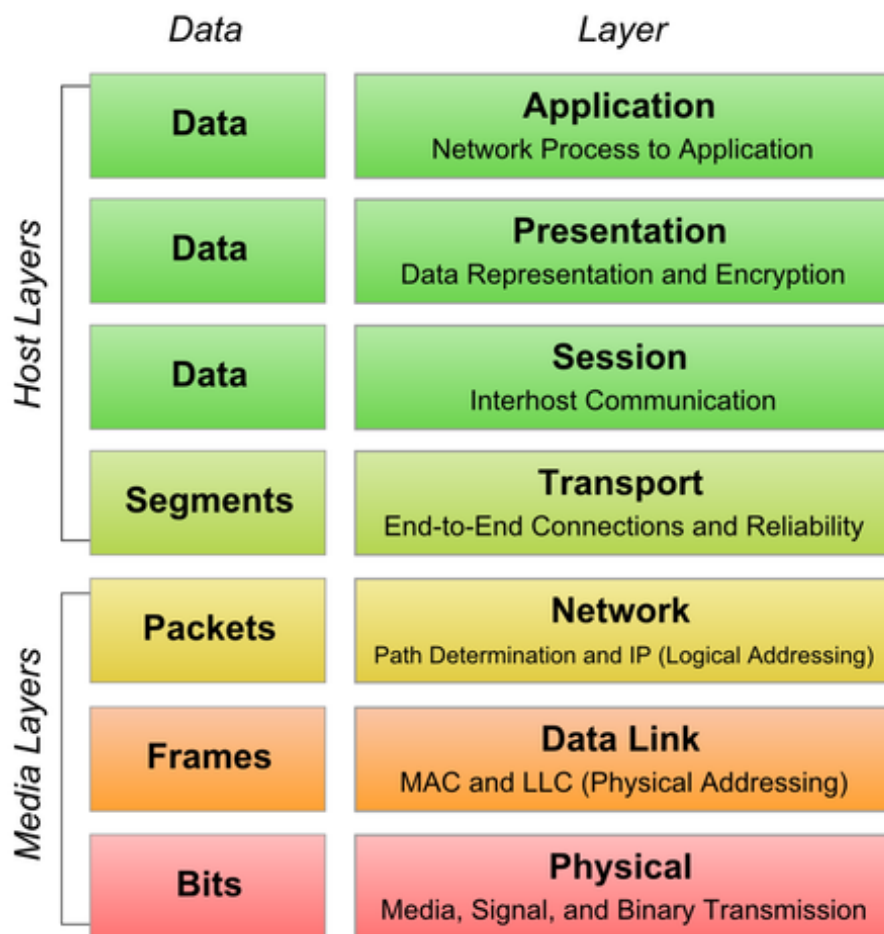


Figura 3.2: Modelo OSI de comunicaciones en capas.

El problema de los retrasos en las comunicaciones concierne a la capa 4 (Transporte de datos) del modelo OSI.

3.2.1. Transporte de Datos

Capa encargada de efectuar el transporte de los datos (que se encuentran dentro del paquete) de la máquina origen a la de destino, independizándolo del tipo de red física que esté utilizando. La PDU (unidad de datos de protocolo) de la capa 4 se llama Segmento o Datagrama, dependiendo de si utiliza un protocolo TCP o UDP [11].

Comparativa entre UDP y TCP

A continuación se explica de forma sucinta las diferencias entre los dos protocolos que mayoritariamente operan en la capa 4 del modelo OSI [12].

UDP: Proporciona un nivel de transporte no fiable de datagramas, ya que apenas añade la información necesaria para la comunicación extremo a extremo al paquete que envía al nivel inferior. Lo utilizan aplicaciones como NFS (Network File System) y RCP (comando para copiar ficheros entre ordenadores remotos), pero sobre todo se emplea en tareas de control y en la transmisión de audio y vídeo a través de una red. No introduce retardos para establecer una conexión, no mantiene estado de conexión alguno y no realiza seguimiento de estos parámetros. Así, un servidor dedicado a una aplicación particular puede soportar más clientes activos cuando la aplicación corre sobre UDP en lugar de sobre TCP.

TCP: Es el protocolo que proporciona un transporte fiable de flujo de bits entre aplicaciones. Está pensado para poder enviar grandes cantidades de información de forma fiable, liberando al programador de la dificultad de gestionar la fiabilidad de la conexión (retransmisiones, pérdida de paquetes, orden en el que llegan los paquetes, duplicados de paquetes...) que gestiona el propio protocolo. Pero la complejidad de la gestión de la fiabilidad tiene un coste en eficiencia, ya que para llevar a cabo las gestiones anteriores se tiene que añadir bastante información a los paquetes que enviar. Debido a que los paquetes para enviar tienen un tamaño máximo, cuanto más información añade el protocolo para su gestión, menos información que proviene de la aplicación podrá contener ese paquete (el segmento TCP tiene una sobrecarga de 20 bytes en cada segmento, mientras que UDP solo añade 8 bytes).

Por todo esto, se deduce que cuando es más importante la velocidad que la fiabilidad, se utiliza UDP. En cambio, TCP asegura la recepción en destino de la información para transmitir.

En este trabajo, las características de las señales que se van a tratar son las siguientes:

- Rapidez en la comunicación.
- No mucha cantidad de información.
- No se requiere alta fiabilidad (se permite que se pierdan paquetes de información).

Por tanto, el trabajo desarrollado está basado en el protocolo UDP. Si bien no se implementa como tal, la implementación realizada (véase Apéndice C.1) está basada en las características del UDP (velocidad en la transmisión de los datos y posibilidad de pérdida de paquetes de datos).

3.3. Implementación del Random-Delay

En la figura 3.3 se muestra un esquema general de un proceso de control en el cual hay retrasos aleatorios tanto en las medidas como en las órdenes de control (observado previamente en la figura 3.1).

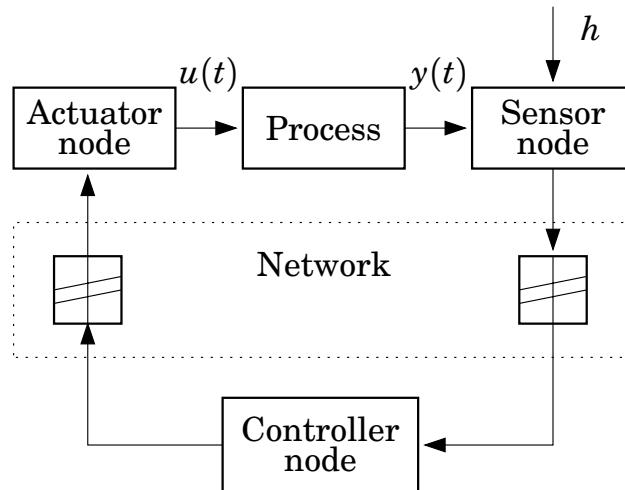


Figura 3.3: Retrasos en medición y en órdenes de control [3].

Para el caso de este trabajo, los retrasos aleatorios afectan a las partes que se muestran en la figura 3.4.

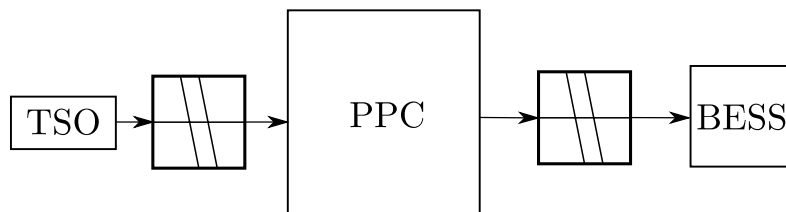


Figura 3.4: Situación de los retrasos en las comunicaciones.

Lo que se observa es que las consignas dadas por el operador del sistema (TSO) al controlador de la planta (PPC) tienen retrasos aleatorios en su comunicación. Y por otro lado, las órdenes del PPC al sistema de almacenamiento (BESS) también tienen retrasos.

Para modelar el retraso, se ha realizado mediante una función *User-Defined* en lenguaje C, mediante la cual se crea un *buffer* (vector) de señales, que se actualiza en cada paso de integración, y al que se accede de forma aleatoria para enviar finalmente el paquete con un cierto retraso aleatorio.

En la figura 3.5 se representa de forma esquemática este planteamiento. Se observa que el *buffer* se encuentra antes del destino de los paquetes de información.

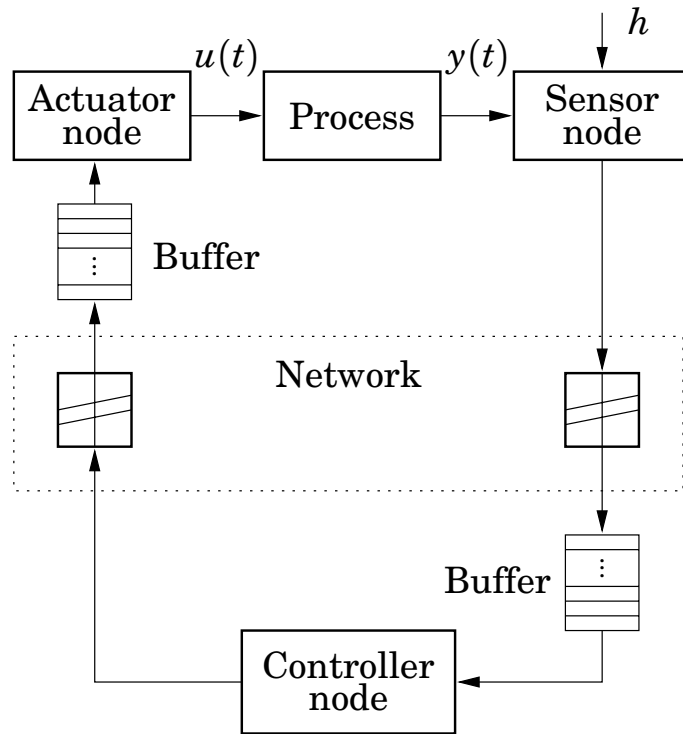


Figura 3.5: Retrasos en medición y en órdenes de control. Uso de buffer [3].

El funcionamiento del buffer para el caso de retrasos constantes (la comunicación tiene un retraso de valor fijo), es el siguiente:

1. Al comienzo de la simulación, el vector buffer está vacío o relleno con valores nulos. El buffer tendrá un valor n_p de posiciones dado por:

$$n_p = \frac{\tau_r}{\Delta t} \quad (3.1)$$

Donde τ_r es el valor del retraso y Δt es el paso de integración de la simulación.

2. Paso de integración número 1, el valor de la variable se graba en la primera posición.
3. Paso de integración número 2, el valor de la posición 1 se graba en la posición 2 y el valor de la variable en el nuevo paso de integración se graba en la posición 1.
4. Paso de integración número i , el valor todas las posiciones i se graba en las posiciones $i + 1$. El valor de la variable en el paso i se graba en la posición 1.
5. El valor de la variable de salida del buffer es el indicado por la posición n_p del buffer.

Si los retrasos de la figura 3.5 no fuesen constantes sino de valor aleatorio en cada paso de integración, habría que realizar dos variaciones respecto del caso de retrasos constantes. En primer lugar, el número de posiciones del buffer vendrá determinado por el máximo tiempo de retraso que se esté dispuesto a permitir. La segunda variación consiste en determinar qué valor tendrá la variable de salida. Esto se realiza accediendo de forma aleatoria a las últimas posiciones del buffer. De este funcionamiento se deduce que si un valor alcanza la última posición del buffer y el selector aleatorio no lo selecciona para ser la variable de salida, este valor se perderá (hecho que estaba contemplado según se ha explicado previamente).

En la figura 3.6 se muestra un detalle esquemático del funcionamiento de buffer con acceso aleatorio.

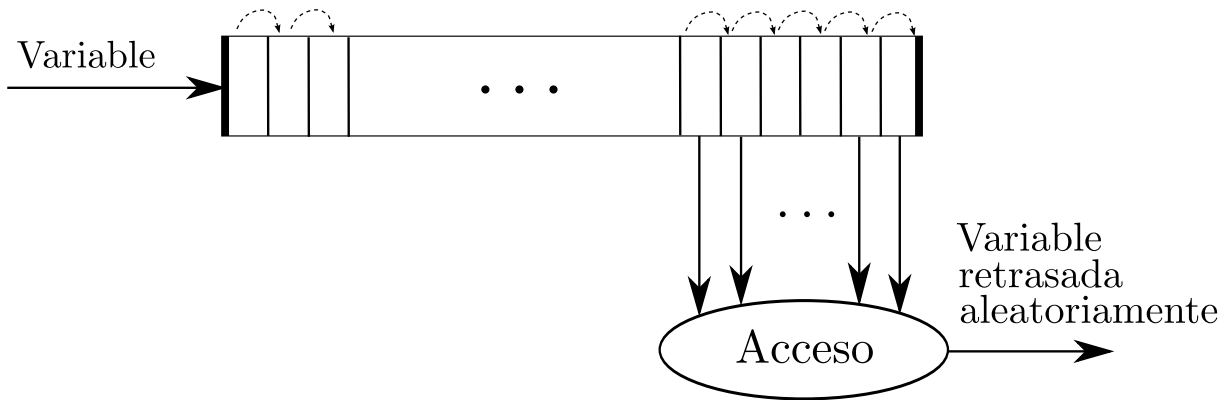


Figura 3.6: Detalle de funcionamiento del buffer.

El código C empleado para la implementación del modelo de retrasos aleatorios explicado puede consultarse en el Apéndice C.1.

3.4. Funcionamiento del Random-Delay ante Distintas Señales

Para finalizar, es imprescindible realizar una validación (véase Capítulo 5, epígrafe 5.1) de la función que se ha programado, con el objetivo de dilucidar si es válido para su uso en cualquier señal.

A continuación se muestra una serie de representaciones de cómo afecta el *random delay* a la señal original. Se analizan los siguientes casos:

- Señal escalonada.
- Señal rampa de subida.
- Señal exponencial amortiguada.
- Señal senoidal amortiguada.

Se puede observar en las figuras 3.7-3.10 cómo el valor de la señal correspondiente a cada instante de tiempo se retrasa un número de pasos de integración aleatorio.

Lo que se quiere demostrar en este trabajo respecto de los *random delays* es que pueden provocar un retraso extra en el controlador que haga que no se cumplan los tiempos requeridos para la actuación del control [1].

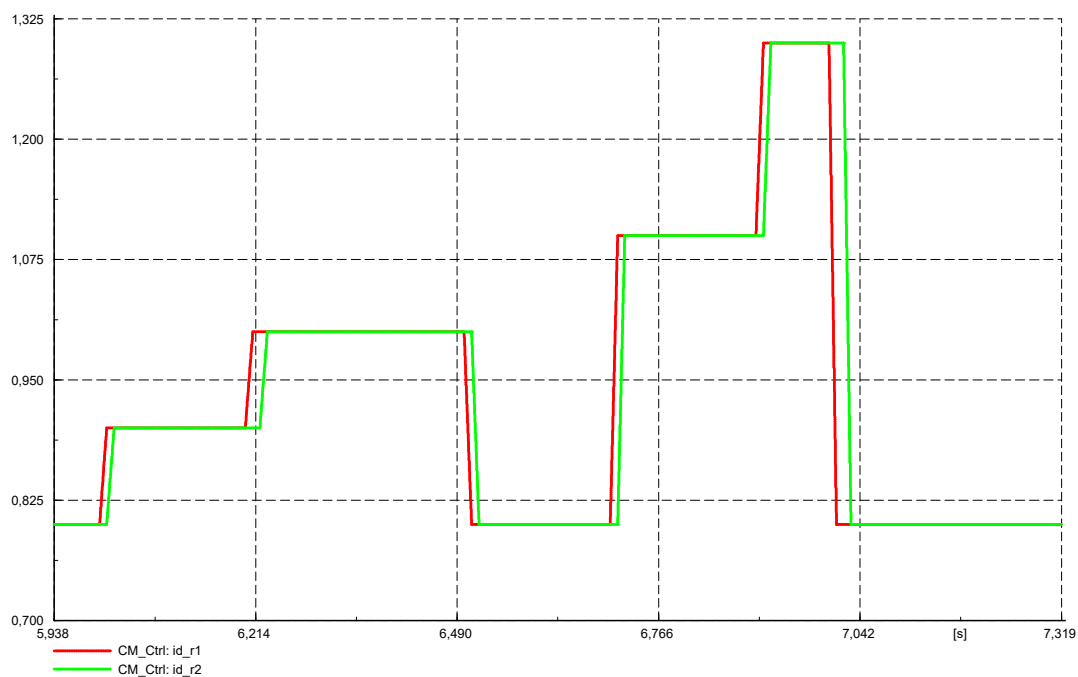


Figura 3.7: Señal escalonada original y retrasada aleatoriamente.

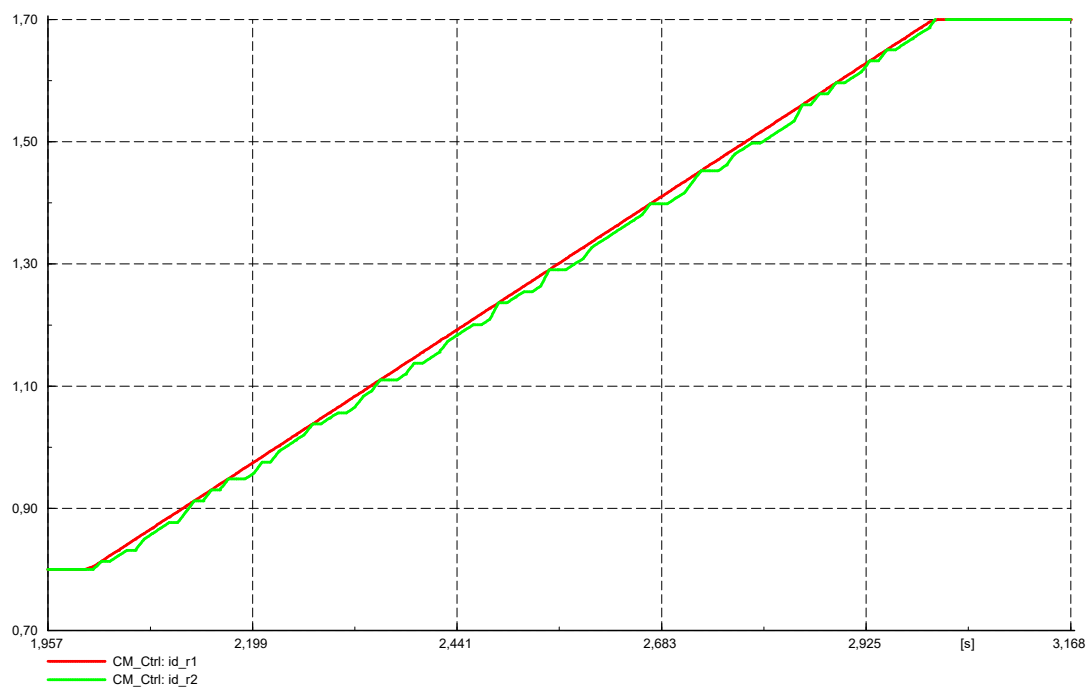


Figura 3.8: Señal rampa de subida original y retrasada aleatoriamente.

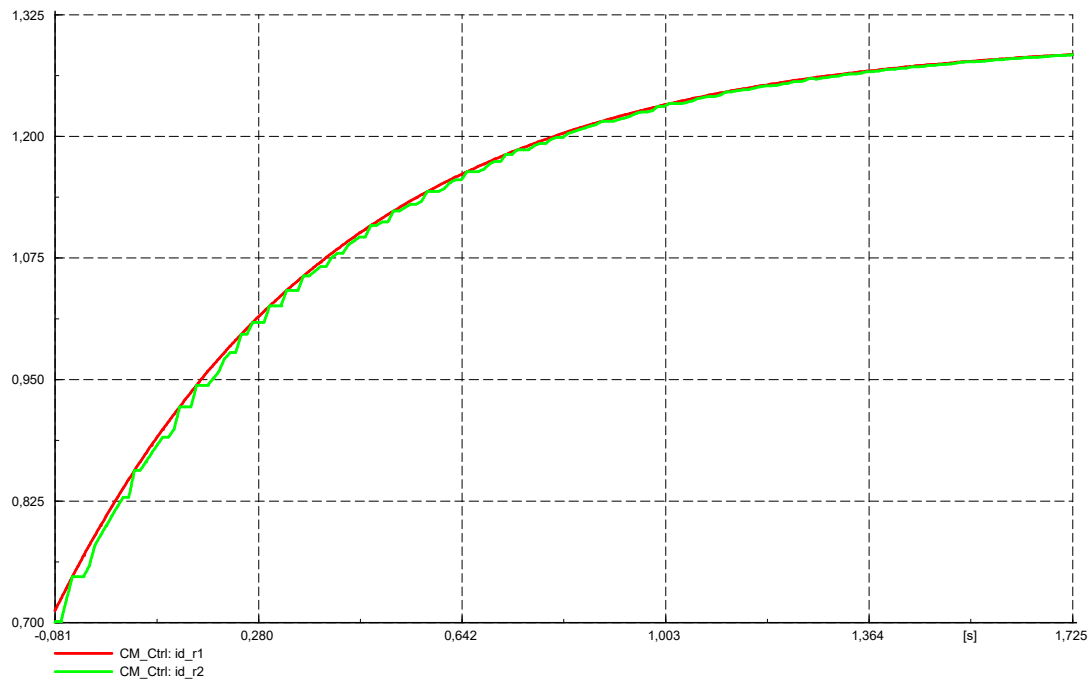


Figura 3.9: Señal exponencial amortiguada original y retrasada aleatoriamente.

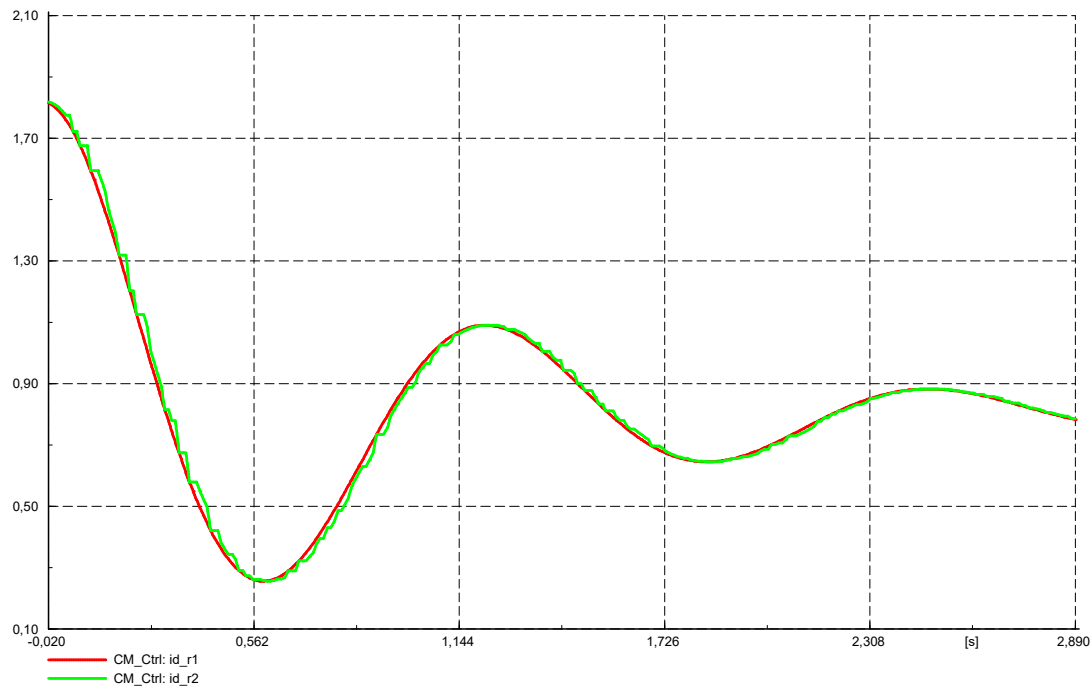


Figura 3.10: Señal senoidal amortiguada original y retrasada aleatoriamente.

Capítulo 4

Implementación

4.1. DIgSILENT[®] PowerFactory

Para la implementación de los modelos explicados anteriormente, se va a utilizar la herramienta de simulación DIgSILENT[®] PowerFactory, en su versión 15.1. Se explicará brevemente la forma de trabajo del software empleado y los bloques más importantes usados en la implementación.

4.1.1. *Static Generator*

El *Static Generator* es una forma sencilla de modelar cualquier tipo de generador estático (no rotativo), ya sea en forma de fuente de tensión, como de fuente de corriente. Las aplicaciones que permite el programa son:

- Generador fotovoltaico.
- Células de combustible.
- Dispositivos de almacenamiento.
- Terminales HVDC.
- Compensadores de potencia reactiva.
- Generadores eólicos.

Este bloque permite la implementación de múltiples unidades de generación en paralelo, lo que trae consigo la ventaja de poder crear modelos de una potencia no muy elevada y poder extrapolar fácilmente a elevadas potencias mediante unidades paralelo. Se pueden introducir tantas como sea necesario.

Además, se introduce la potencia asignada de una unidad de generación (MVA), con lo que en general, el total de MW y Mvar de salida del Static Generator será el resultado de multiplicar la potencia asignada de un solo generador por el número de unidades en paralelo que se haya dispuesto.

El *Static Generator* permite unificar los conceptos de Modelo Físico y Modelo Numérico. Es necesario explicar estos conceptos ya que en aplicaciones informáticas, todo es cálculo numérico. La idea es la siguiente:

- Modelo Físico: Se considera como tal aquel modelo (que como se ha mencionado antes es también numérico), que ya viene implementado en el programa y que, debido a su nivel de detalle en el modelado, desde el punto de vista del usuario se considera un modelo físico. En este grupo, aparecen los generadores, transformadores, líneas, cargas, etc.
- Modelo Numérico: Es aquel modelo que, ya venga implementado en el programa o sea obra del usuario, las interconexiones entre sus variables son tales que no son asimilables a nada que se pueda considerar modelo físico. En este grupo aparecen los modelos de control de frecuencia y tensión, PSS, etc.

En el caso de este trabajo, los modelos de planta fotovoltaica, sistema de almacenamiento, control de la planta de potencia son modelos numéricos que determinan las variables clave de inyección de potencia/corriente a la red.

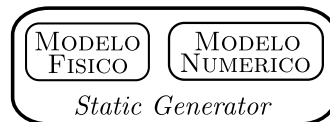


Figura 4.1: Unificación modelo físico y numérico mediante el *Static Generator*.

En el presente trabajo, se ha hecho en todo momento uso del mismo como fuente de tensión. Teniendo en cuenta la dualidad de modelo físico y numérico de este bloque, se considera modelo numérico todos aquellos modelos encargados de aportar las variables i_d , i_q , $\cos \delta$ y $\sin \delta$. Estos datos se pasan al modelo físico ya implementado por el software.

4.1.2. Componentes de los Modelos Numéricos

Para crear un modelo numérico, se cuenta con los siguientes componentes:

- *Frames*: Estructura donde se alojan las ecuaciones que conforman el modelo, ya sea mediante diagramas de bloques o sistemas de ecuaciones algebraicas y/o diferenciales de primer orden. Si en un *Frame* se introducen *Slots*, se crea un *Composite Model Frame*. Un ejemplo de *Frame* es el diagrama de bloques (con todos sus parámetros) del control de velocidad de una central eléctrica, o su regulador de tensión.
- *Slots*: Son bloques con entradas y salidas que, comunicándolos con las entradas y salidas de otros *Slots* en un *Frame*, se pueden relacionar variables de unos modelos a otros.
- *Composite Models*: Son *Frames* compuestos por la asociación de *Slots* que contienen modelos numéricos. En definitiva es un modelo compuesto por modelos más simples, interrelacionados entre sí. Por ejemplo, el control de un generador síncrono de una central, compuesto por control de velocidad, regulador de tensión, PSS, etc.
- *Common Models*: Son funciones del software que sirven de enlace entre los *Frames* y los *Composite Models*.
- Otras funciones ya implementadas, como PLLs, medidores de tensión, potencias activa y reactiva, etc.

Todos estos elementos, y sus relaciones entre sí aparecen representados en la figura 4.2, para el caso particular del modelado numérico de un *Static Generator*.

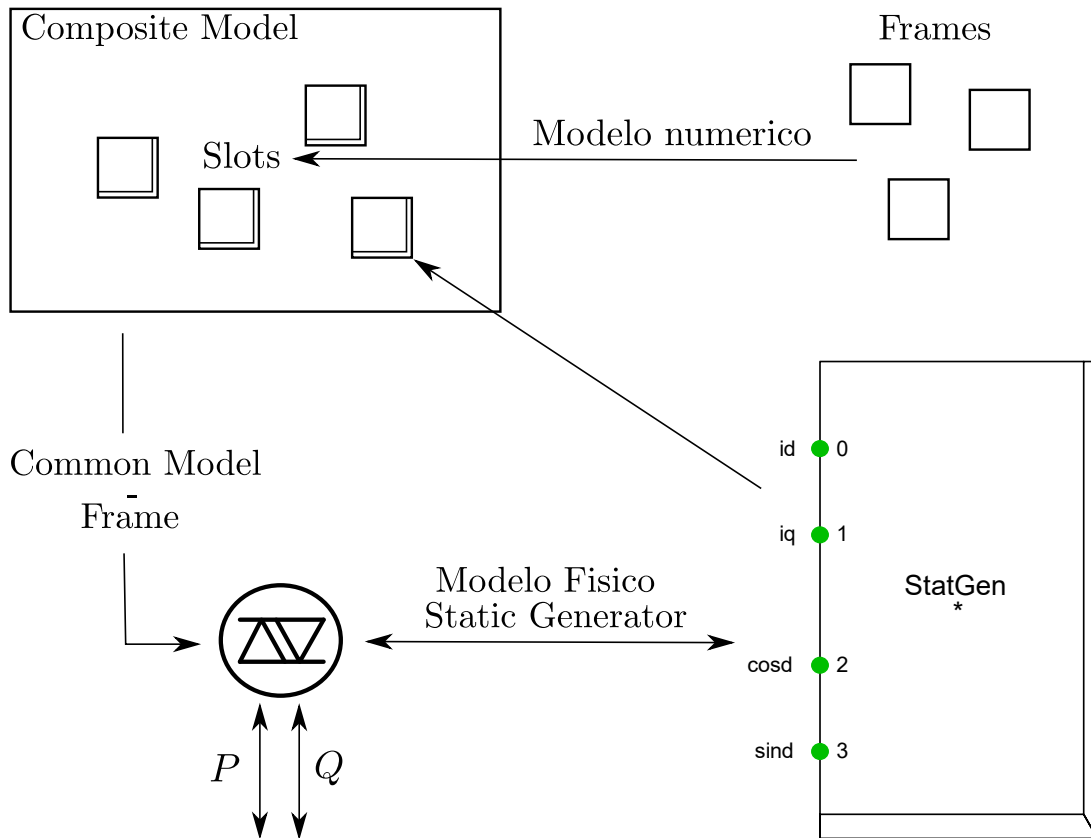


Figura 4.2: Relación entre los componentes de los modelos numéricos.

Los pasos que hay que seguir para crear un modelo numérico son los siguientes:

1. Crear el *Frame* correspondiente al *Composite Model*, crear los *Slots*, indicar a los mismos las entradas y salidas de cada uno, y relacionarlas entre sí.
2. Crear los *Frames* correspondientes a cada uno de los *Slots* creados, con excepción de aquellos que correspondan a un *Static Generator* o a un modelo ya definido por el software (como por ejemplo un PLL).
3. Desde el *Data Manager* del software, crear el *Composite Model* y asociarlo a su *Frame* correspondiente. Dentro del directorio del *composite* creado, es necesario crear a su vez cada uno de los *Common Models*, relacionarlo con su *Frame* correspondiente y una vez hecho esto, vincularlo a cada uno de los *Slots*. Si dichos *Slots* no tienen *Frame* hay que agregarle un modelo por defecto del programa (PLLs, medición de tensión...) o el modelo físico de *Static Generator*.
4. Comprobar que el modelo físico tiene perfectamente asociado su modelo numérico. Esto se hace mediante doble click sobre el *Static Generator* físico, y en la pestaña *Basic Data*, ver que en *Model* aparece el directorio del *Composite Model*.

4.1.3. Inicialización y Ejecución de Modelos Numéricos

Para funcionar correctamente, es necesario inicializar cada uno de los modelos para su posterior ejecución. Esto implica que existe una primera fase en la cual se inicializan todos los bloques, y una segunda fase de simulación en la que se ejecuta el código de cada bloque.

En este trabajo, lo que interesa es que los valores resultantes del flujo de cargas (valores correspondientes al estado estacionario) sean los que determinen los valores iniciales de todas las variables del modelo numérico. De esta forma, se puede partir de una situación de equilibrio e introducir variaciones, perturbaciones, acciones de control, etc, en base a incrementos o variaciones desde el valor obtenido en el estado estacionario.

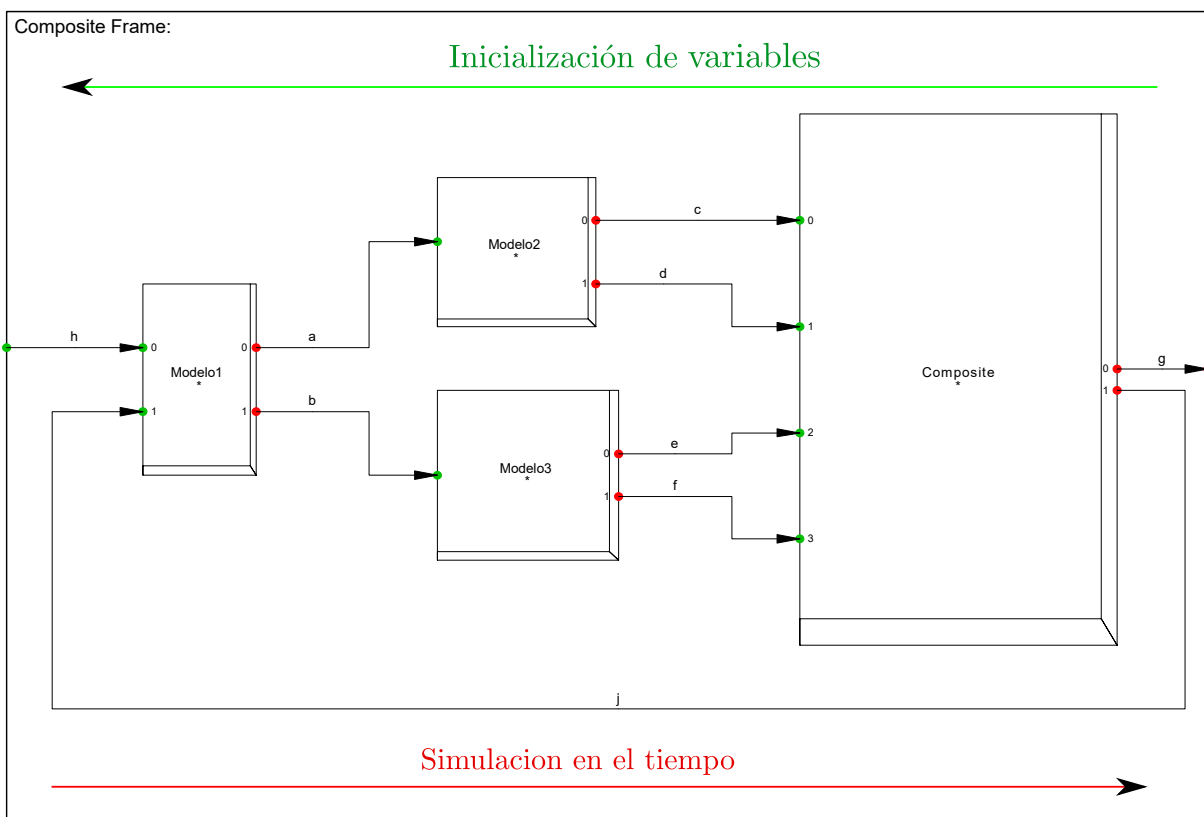


Figura 4.3: Composite Frame genérico y sentidos de inicialización y ejecución.

En la figura 4.3 se observa cómo la inicialización de las variables del modelo se realiza de derechas a izquierdas (*backwards*), mientras que la ejecución del mismo en el dominio del tiempo es de izquierdas a derechas (*forwards*). La figura 4.3 muestra un *Composite* genérico, que no incluye un *Slot* para alojar un *Static Generator*. Sin embargo, normalmente dicho *Static Generator* estará a la derecha en el diagrama, siendo aquel que aporta los datos del flujo de cargas al modelo numérico.

En cuanto a la ejecución del código, los bloques posicionados más a la izquierda darán (por lo general) los datos de bloques posicionados más a la derecha hasta aportar al *Static Generator* sus variables de operación. Para el caso particular de las realimentaciones, esto no ocurre así por lo que hay que tenerlo en cuenta para saber en qué bloque hay que realizar la inicialización.

4.2. Creación de Funciones *User-Defined*

DIgSILENT[®] PowerFactory permite la creación de funciones definidas por el usuario (*User-Defined*), de forma que se programan en C, se compilan y pueden ser llamadas por el programa principal. Esto resulta de gran utilidad cuando se necesita una función que o bien no se encuentra disponible entre las funciones por defecto del programa, o bien es complicado hacerlas trabajar de la forma que se desea. Mediante la programación en C, se abre un enorme abanico de posibilidades a la hora de crear una función para un objetivo muy específico.

En este trabajo ha surgido la necesidad de crear una función que, dada una señal, esta se retrase un número aleatorio de pasos de integración (véase Capítulo 3). Para hacer esta función surgía el inconveniente del manejo de un vector de históricos, con lo que se hacía necesario el uso de bucles y condicionales anidados. Gracias a esta capacidad de llamar funciones compiladas externamente, se ha podido hacer de manera eficiente el retraso en las comunicaciones de control.

4.3. Composite Models

En este epígrafe se muestran los *Composite Models* empleados en el modelado, y se explica brevemente cada una de las entradas y salidas de los mismos.

4.3.1. Módulo de Planta Fotovoltaica

La figura 4.4 muestra el *composite model* de la planta fotovoltaica.

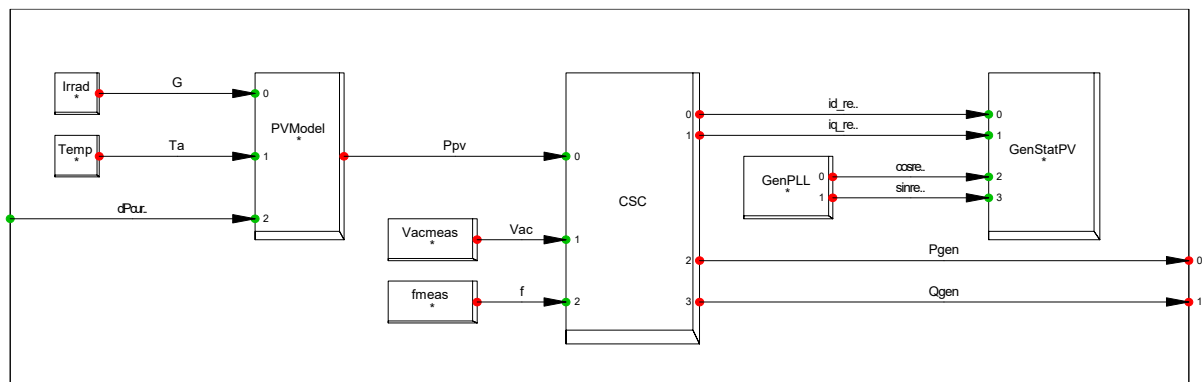


Figura 4.4: *Composite model* de la planta fotovoltaica.

Aquí es donde se programa cada *Frame* y se aportan los datos de radiación y temperatura que determinarán, junto con otras variables intermedias, la potencia de salida del generador fotovoltaico. El *composite* tiene como entrada la variación de potencia debido al *curtailment* fotovoltaico, mandado por el TSO.

Ya que otros *Composites* necesitan los valores de P_{pv} y Q_{pv} generados por la planta, son salidas de este bloque funcional.

4.3.2. Módulo de Sistema de Almacenamiento

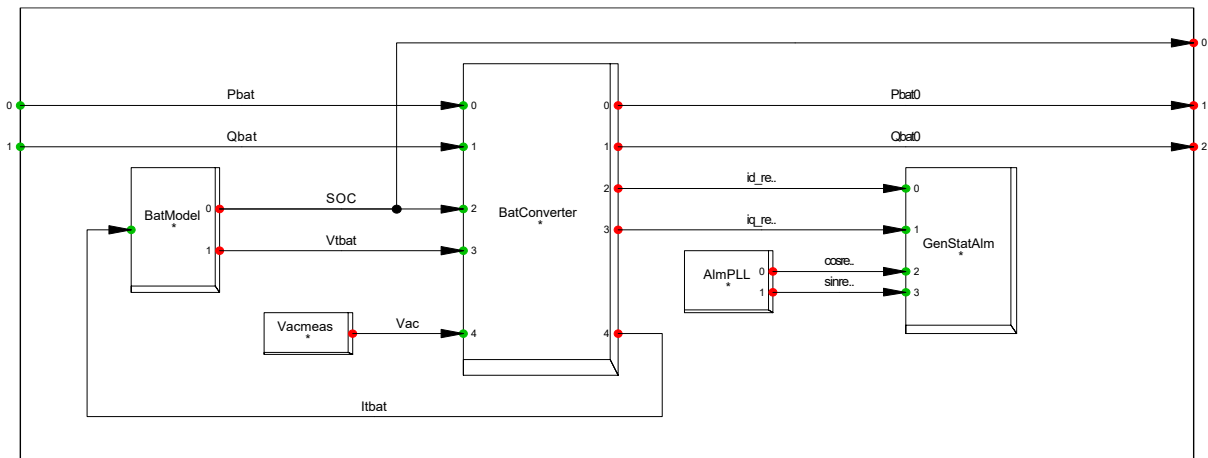


Figura 4.5: Composite model del sistema de almacenamiento.

4.3.3. Módulo de Power Plant Control (PPC)

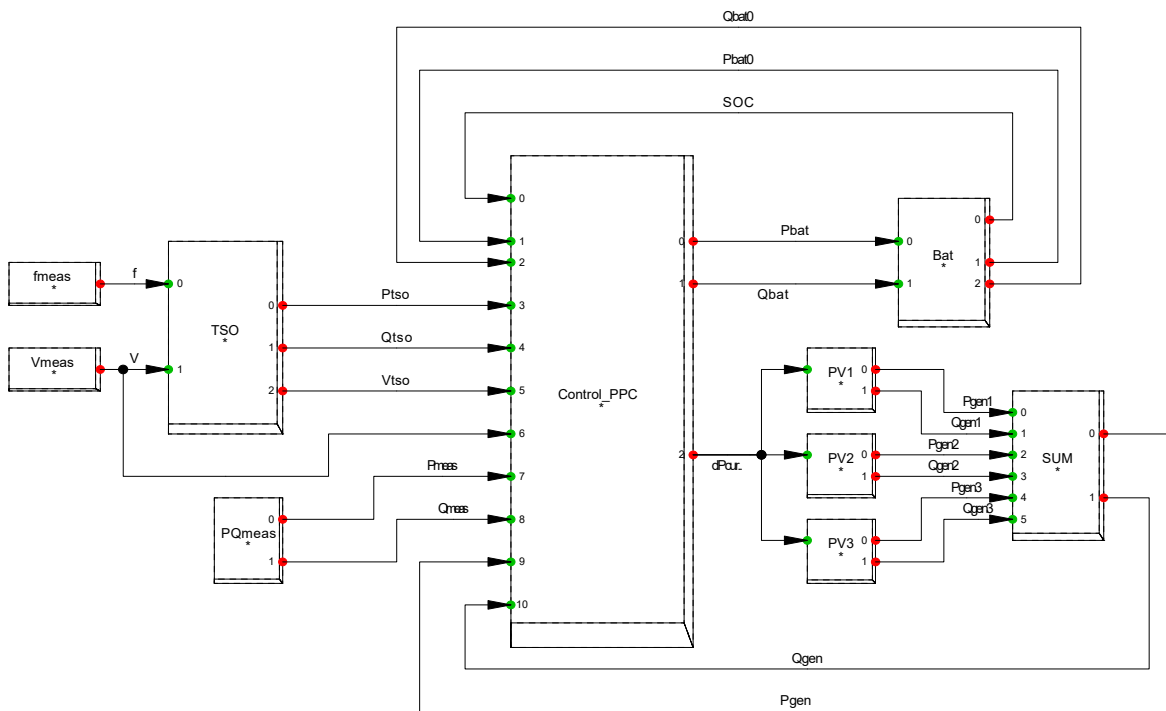


Figura 4.6: Composite model del sistema de control de la planta (PPC).

Capítulo 5

Simulación

5.1. Validación del Modelo

Todo modelo que se plantee debe ser validado. Esto consiste en demostrar que éste se comporte de una manera cercana al elemento real que modela. El hecho de pretender simular la realidad con ecuaciones matemáticas puede dar resultados totalmente erróneos. Por más que el modelo utilizado sea el más complejo y realista, siempre se cometerán errores.

De esta manera, lo único que se puede afirmar es que la única verdad es la realidad. Todos los intentos de reproducirla son sólo aproximaciones a la realidad. Por tal motivo, lo que se propone es que todas las aproximaciones no sean consideradas como exclusivas, sino complementarias [8].

5.1.1. Planta PV con Almacenamiento Conectada a Red de Potencia Infinita

Para realizar la validación del modelo, se van a emplear los modelos explicados en el Capítulo 4 conectados a un nudo de potencia infinita, como el de la figura 5.1.

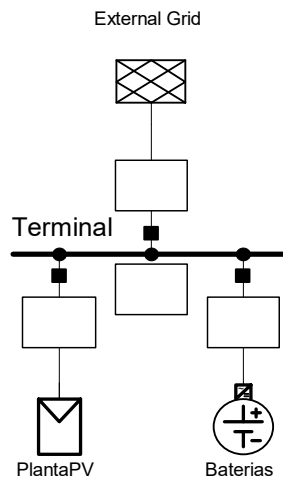


Figura 5.1: Modelo de planta PV con almacenamiento conectada a una red de potencia infinita.

Se van a realizar las siguientes simulaciones para la validación del modelo:

- Adaptación de los valores iniciales de las variables de entrada a los modelos en función de los valores correspondientes al estado estacionario.
- Variación de la radiación G y la temperatura ambiente T_a .
- Carga y descarga de la batería a P_{bat} y Q_{bat} constantes.
- Saturación del convertidor de la batería antes elevadas exigencias en corriente.
- Variaciones bruscas de las consignas de P y Q de la batería.
- Límites de carga y descarga de la batería.

En todos los casos, el primer paso es calcular el flujo de cargas, para aportar los valores del estado estacionario a los valores iniciales de las variables del modelo. En este caso, es trivial ya que el único nudo del sistema es de potencia infinita, y se selecciona como nudo slack o de compensación.

Los datos introducidos al programa para el flujo de cargas son los que aparecen en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Datos para el flujo de cargas.

Máquina	P (MW)	Q (Mvar)	Tipo
PlantaPV	0.95	0.312	PQ
Baterías	0.707	0.707	PQ

Nótese que el bloque correspondiente al modelo físico de red de potencia infinita se ha seleccionado como Slack (SL) con tensión compleja $U_\infty = 1\angle 0^\circ$.

El resultado del flujo de cargas se muestra en la figura 5.2.

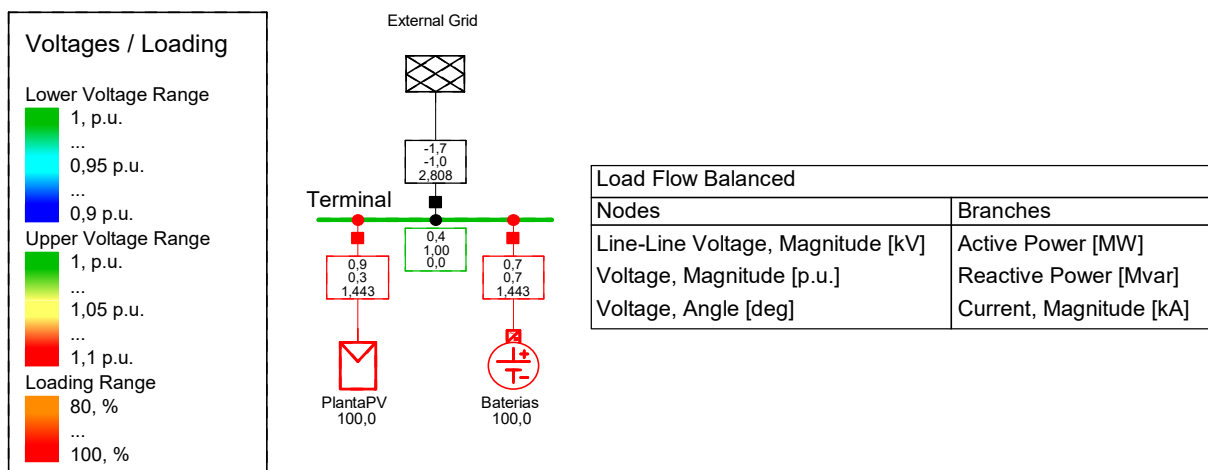


Figura 5.2: Resultados gráficos del flujo de cargas.

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones realizadas para el caso de conexión a un nudo de potencia infinita.

Adaptación de Valores Iniciales a Valores del Estado Estacionario

Se han obtenido las curvas de G , T_a , P_{bat} y Q_{bat} , cambiando para cada caso el valor PQ del flujo de cargas. Las variaciones de cada uno de los parámetros mencionados se realiza mediante incrementos o variaciones en torno al valor del estado estacionario. En la figura 5.3 se puede observar esta característica.

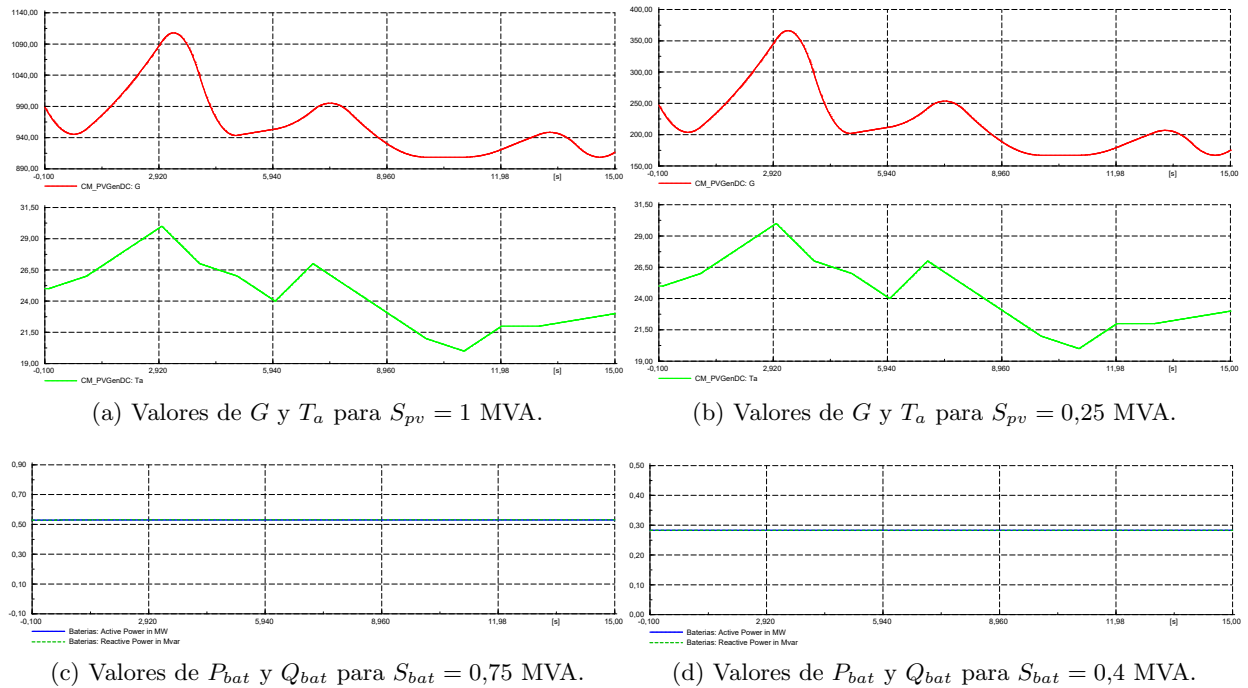


Figura 5.3: Curvas de G , T_a , P_{bat} y Q_{bat} ante variaciones distintos escenarios de flujo de cargas.

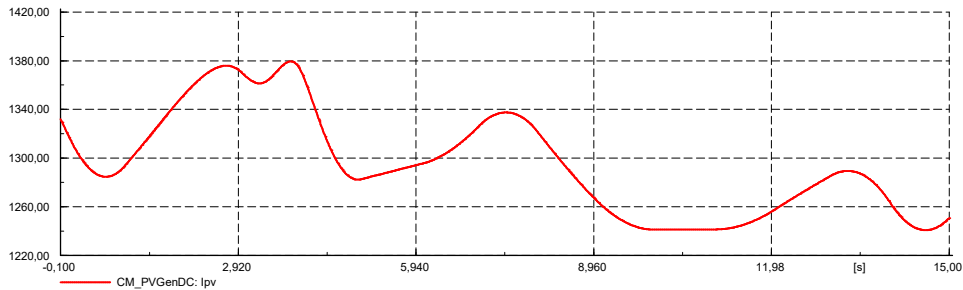
Cabe destacar que, debido a que la relación entre la potencia que entra al inversor P_{pv} y las variables G y T_a no es biunívoca, es necesario aportar al modelo la temperatura correspondiente al estado estacionario. Por esta razón, tanto en las figuras 5.3(a) y 5.3(b), la temperatura y sus posteriores variaciones son idénticas.

Resulta más ventajoso fijar el parámetro de T_a , ya que la temperatura no tiene tanta influencia como la radiación G en la potencia generada por la planta fotovoltaica.

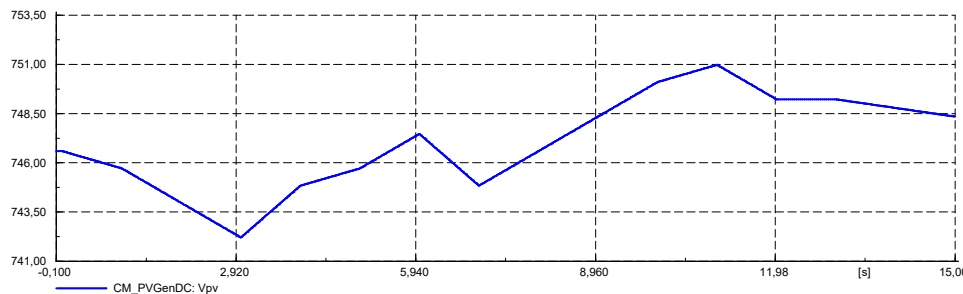
Mediante estas simulaciones, se demuestra que el modelo cumple con los valores iniciales del estado estacionario (flujo de cargas), hecho imprescindible para continuar con toda simulación en el tiempo. Con esto, se muestran a continuación otras simulaciones en el tiempo para dar validez al modelo eléctrico.

Variación de G y T_a

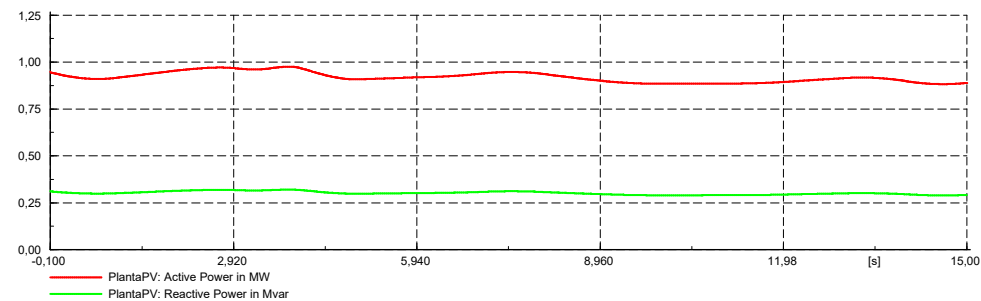
Para las curvas de G y T_a de la figura 5.3(a), se tiene:



(a) Valores de I_{pv} para $S_{pv} = 1$ MVA.



(b) Valores de V_{pv} para $S_{pv} = 1$ MVA.



(c) Valores de P_{pv} y Q_{pv} para $S_{pv} = 1$ MVA.

Figura 5.4: Curvas de P_{pv} , Q_{pv} , I_{pv} y V_{pv} .

Mediante esta simulación se valida el fuerte acoplamiento que existe entre $G - I_{pv}$ y entre $T_a - V_{pv}$. Además se observan acoplamientos cruzados débiles entre $G - V_{pv}$ y $T_a - I_{pv}$, ya que cuando aumenta la temperatura se produce una pequeña caída de intensidad, y en menor medida, cuando hay mayor radiación cae la tensión.

Carga y Descarga de la Batería a P_{bat} y Q_{bat} Constantes

Bajo consignas de absorción y entrega de potencia constante, se obtiene el siguiente funcionamiento:

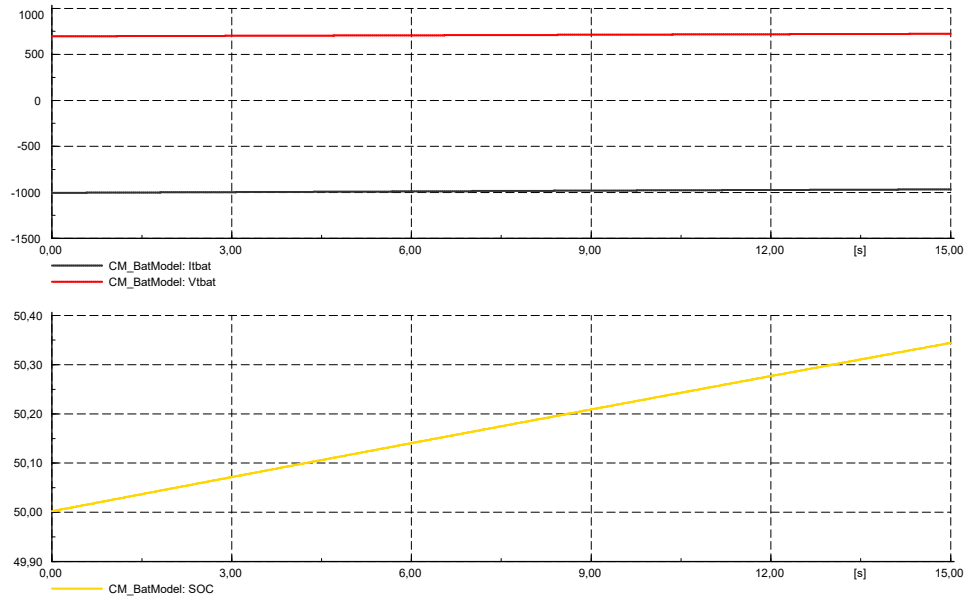


Figura 5.5: V_{bat} , I_{bat} y estado de carga (SOC) de las mismas ante carga.

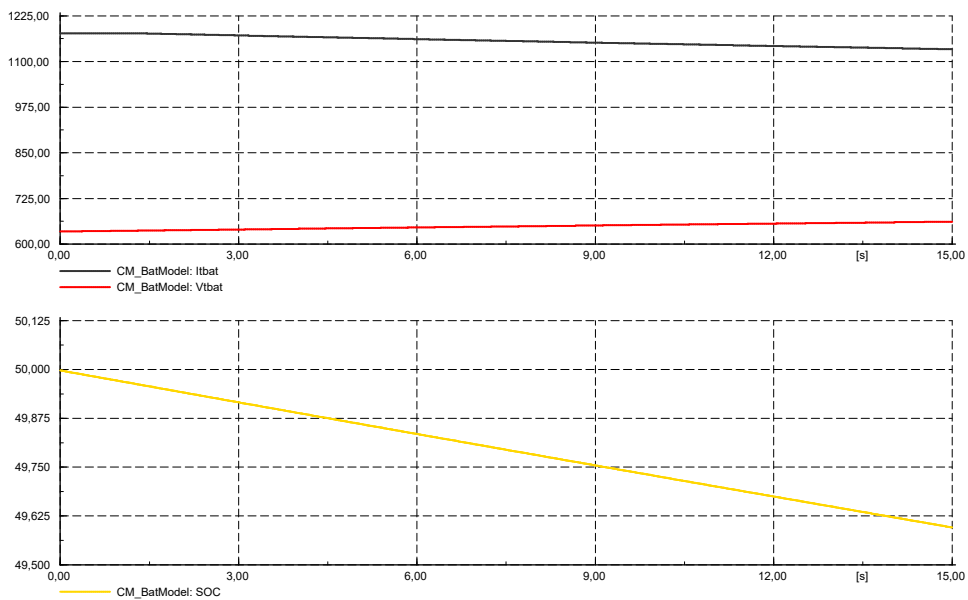
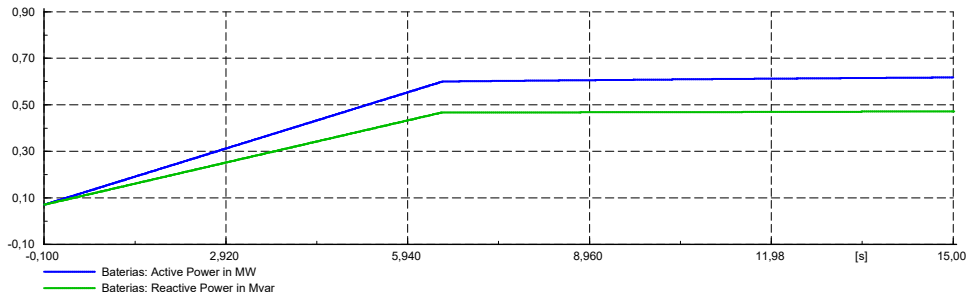


Figura 5.6: V_{bat} , I_{bat} y estado de carga (SOC) de las mismas ante descarga.

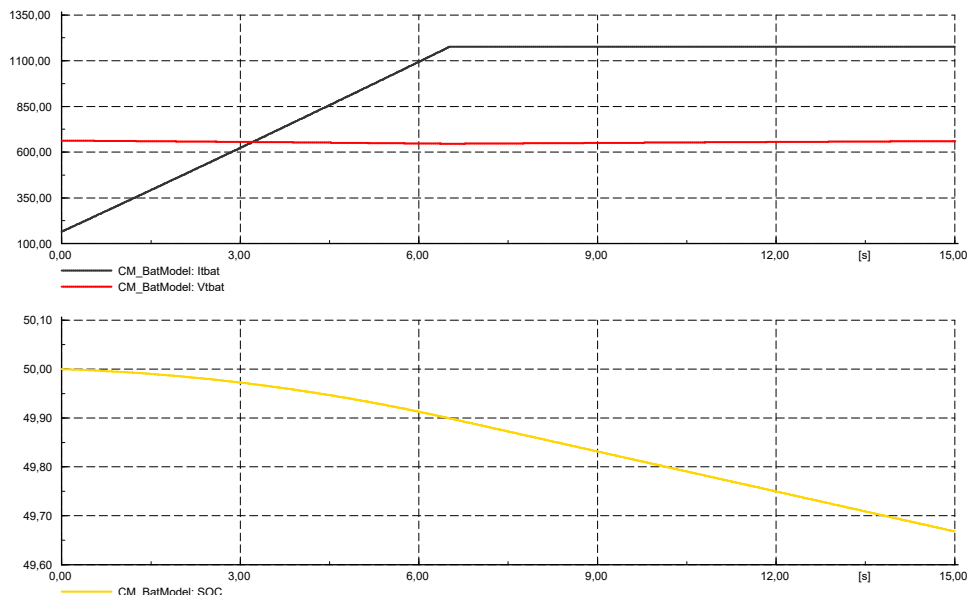
En el caso de carga, al aumentar el SOC la tensión no se ve prácticamente afectada por lo que la intensidad tampoco (potencia constante). Sin embargo, en descarga, cuando disminuye el SOC la tensión aumenta y la intensidad responde disminuyendo para mantener constante la potencia.

Saturación del Convertidor de la Batería ante Elevadas Exigencias

En este caso se solicita al convertidor una rampa de P y otra distinta de Q , de forma que llega un punto que los IGBT del convertidor no pueden dar más intensidad, por lo que se protege el convertidor saturando la corriente.



(a) Rampas de P_{bat} y Q_{bat} pedidas al convertidor (no satisfechas).



(b) Valores de V_{bat} e I_{bat} , y SOC.

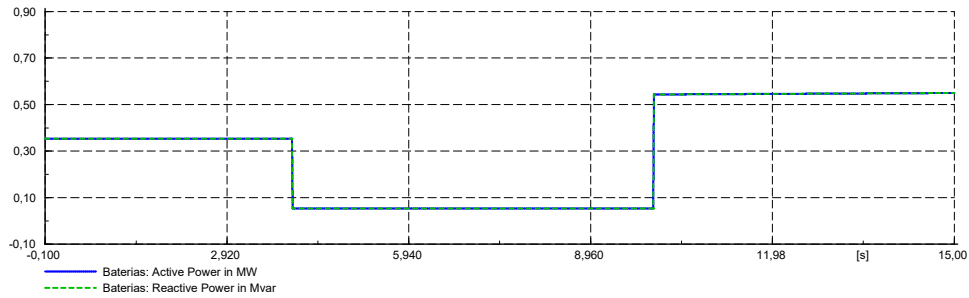
Figura 5.7: Respuesta del sistema de almacenamiento ante una exigencia en corriente no satisfecha.

Si se observa la figura 5.7(a), lo ideal sería que el convertidor fuera capaz de dar potencia manteniendo la rampa del primer tramo. En cuanto al SOC, se deduce que la máxima rampa con la que se pueden descargar o cargar las baterías es la que se observa en la figura 5.7(b).

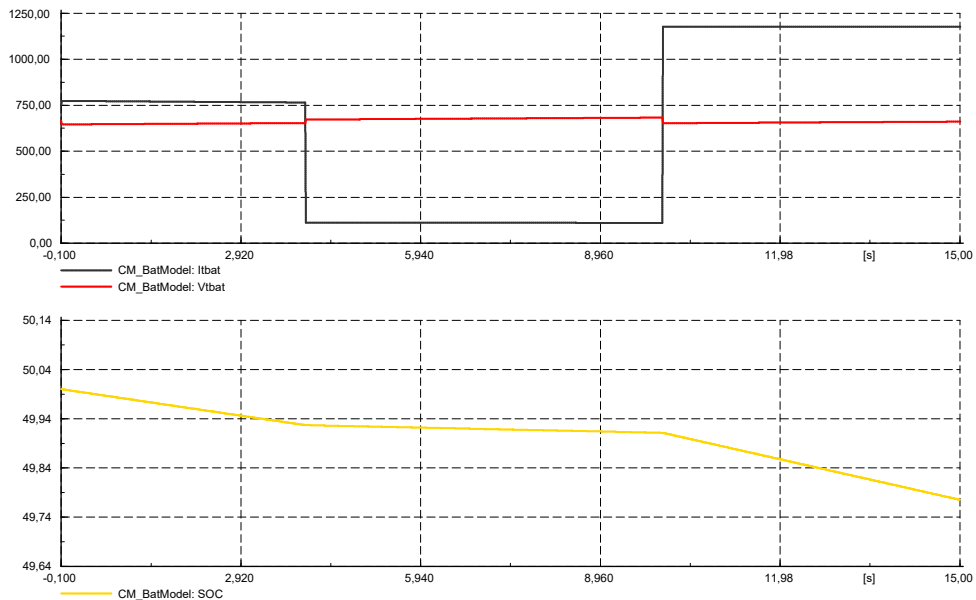
Se ha comprobado que ocurriría exactamente lo mismo para el caso de la carga de las baterías, ya que la intensidad máxima que soporta el convertidor es igual en ambos sentidos de circulación de corriente.

Variación Brusca de P y Q de la Batería

En esta simulación se varía de forma brusca las consignas de P y Q de la batería, para así poder ver el comportamiento del resto de variables de operación.



(a) Curvas de P_{bat} y Q_{bat} .



(b) Valores de V_{bat} e I_{bat} , y SOC.

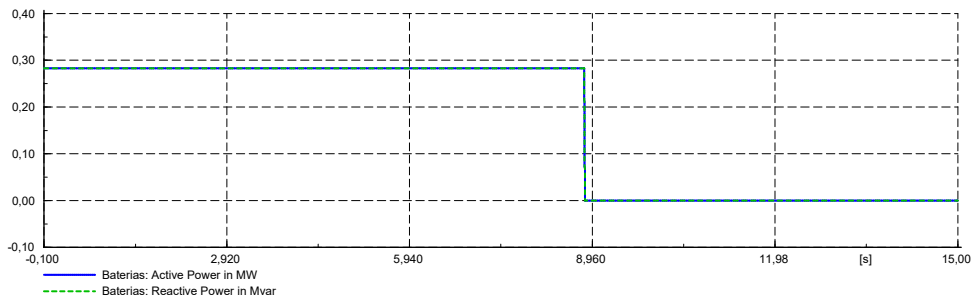
Figura 5.8: Cortes de P , Q , I_{bat} de protección del batería ante descargas profundas.

Se observa en la figura 5.8 que la corriente de la batería sigue perfectamente la consigna de potencia (activa y reactiva). En cuanto a la tensión, se observa una leve variación con dinámica de primer orden.

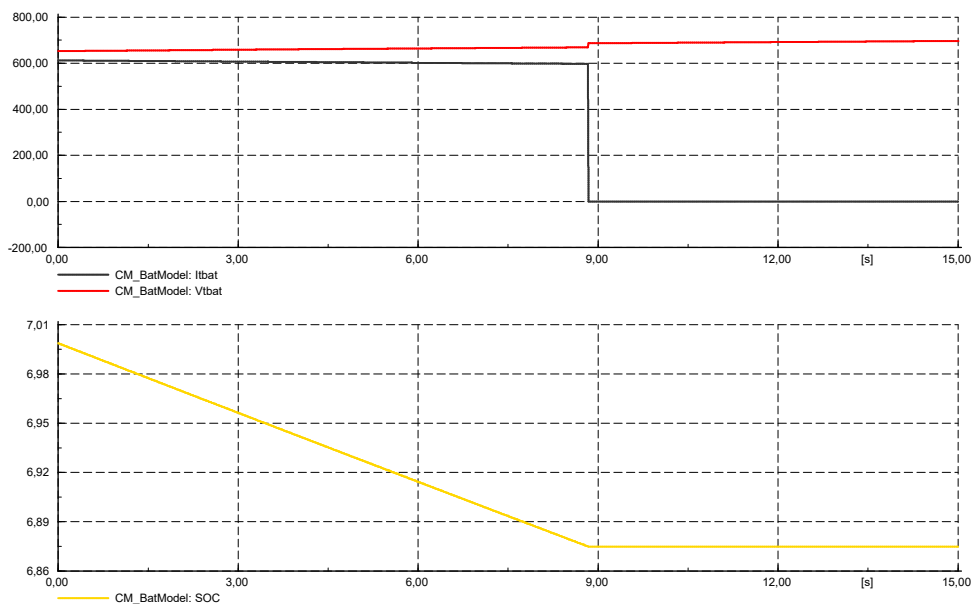
En cuanto al SOC, se obtiene el resultado esperado de variaciones de pendientes de descarga según la corriente demandada.

Límites de Carga y Descarga de la Batería

En esta simulación, se parte de un nivel muy bajo de carga, próximo al mínimo permitido. Se da una consigna de entrega de potencia a la batería y se observa que cuando el SOC llega al mínimo se activa un modelo algebraico de constante de tiempo nula (como se explicó en el Capítulo 2 epígrafe 2.2.2) que protege a la batería de descargas profundas.



(a) Curvas de P_{bat} y Q_{bat} .



(b) Valores de V_{bat} e I_{bat} , y SOC.

Figura 5.9: Límites de carga y descarga de las baterías.

Observando la figura 5.9 se ve como en el momento de alcanzar el mínimo SOC, se corta instantáneamente la intensidad que sale de la batería y por consiguiente, la P y Q entregadas.

Se ha comprobado que el comportamiento es el mismo para el caso de carga elevada de batería. Si se alcanza el máximo nivel de carga permitido, se activa un modelo algebraico de constante de tiempo nula para proteger a la batería.

5.1.2. Funcionamiento de la Función *Random Delays*

El buen funcionamiento de la función *user-defined random_delay* se considera validado según los resultados obtenidos en el Capítulo 3, epígrafe 3.4.

5.1.3. Variaciones de Generación de la Planta Fotovoltaica

En este epígrafe se analiza cómo actúa el PPC cuando la planta fotovoltaica reduce su potencia (por ejemplo, por un descenso de la radiación solar por el paso de una nube). Se analiza el problema desde dos puntos de vista:

- Considerando que no hay retrasos en las comunicaciones de control.
- Considerando que existen retrasos aleatorios en las comunicaciones.

De esta forma, se puede saber que el modelo conjunto (PV, baterías y PPC) funciona como se espera para los objetivos del trabajo. En ambos casos, se evaluará mediante un descenso de la radiación tal como el que se muestra en la figura 5.10.

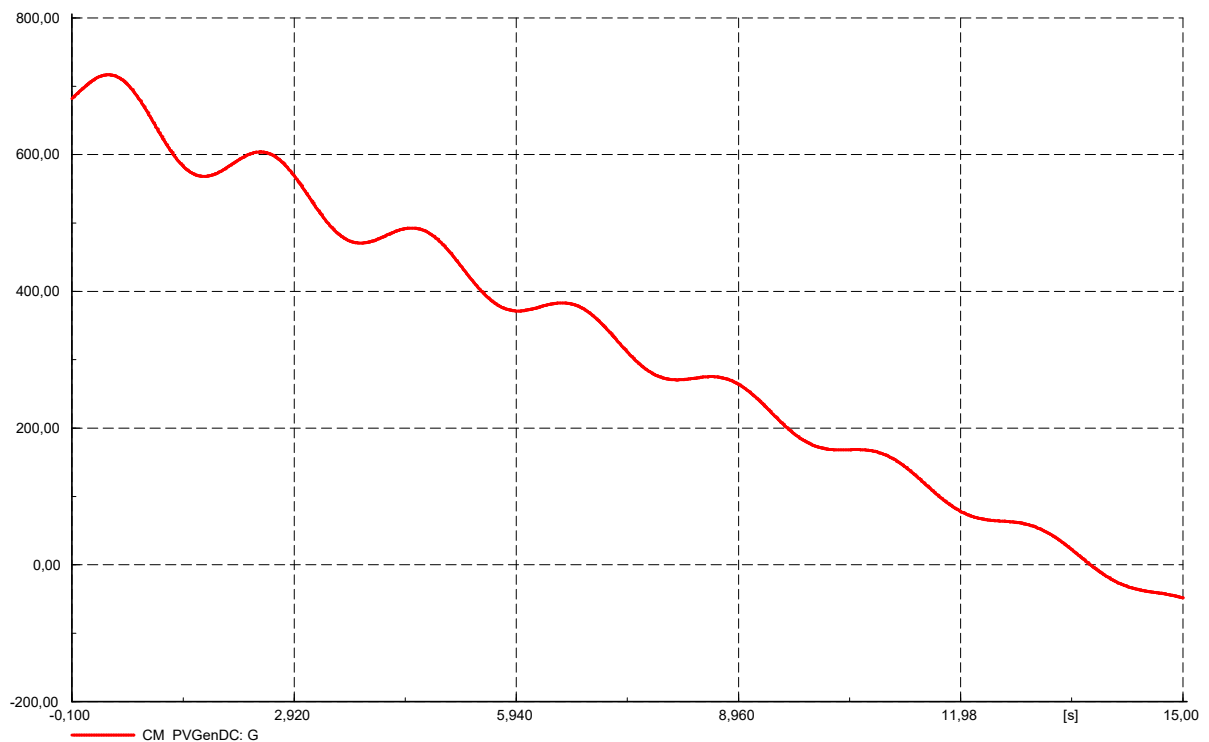


Figura 5.10: Caída de la radiación por el paso de una serie de nubes.

Cabe destacar que es un modelo muy aproximado del paso de nubes (modelado simplemente como una rampa de bajada con un ruido sinusoidal amortiguado superpuesto), pero que sin embargo es de utilidad para lo que se quiere comprobar.

En las siguientes líneas, se muestran los resultados de dichas simulaciones.

Sin Retrasos Aleatorios

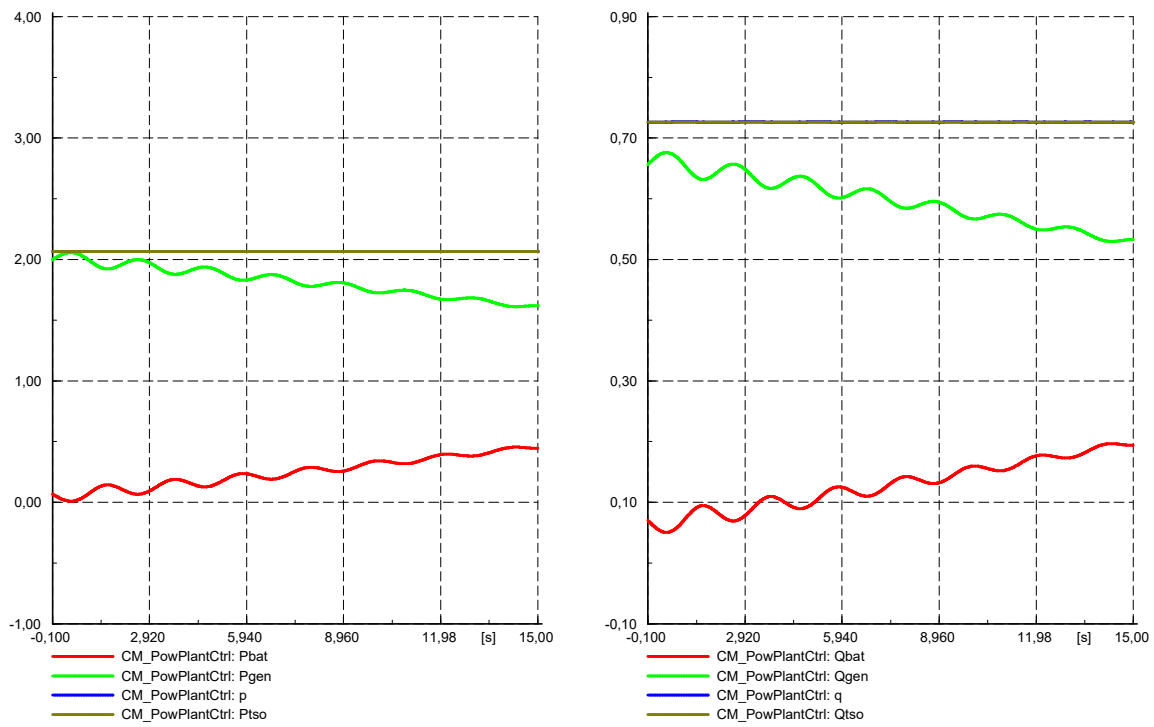


Figura 5.11: Variación de las potencias activa y reactiva del POI ante variación de radiación sin retrasos.

Con Retrasos Aleatorios

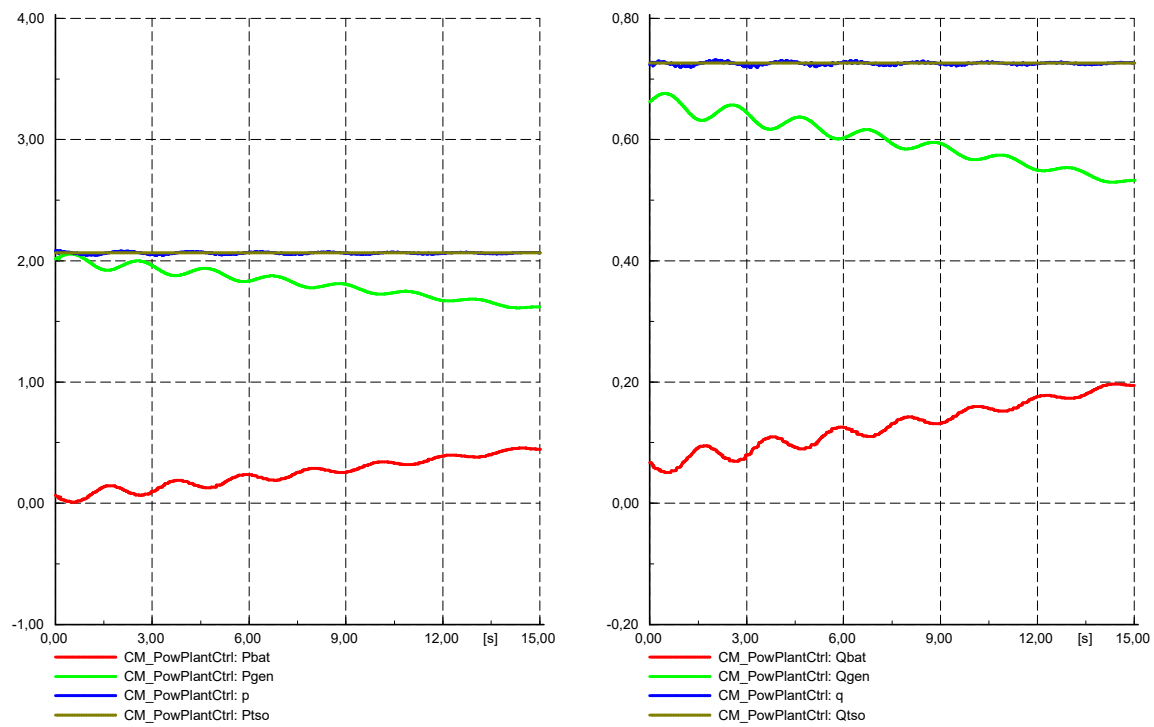
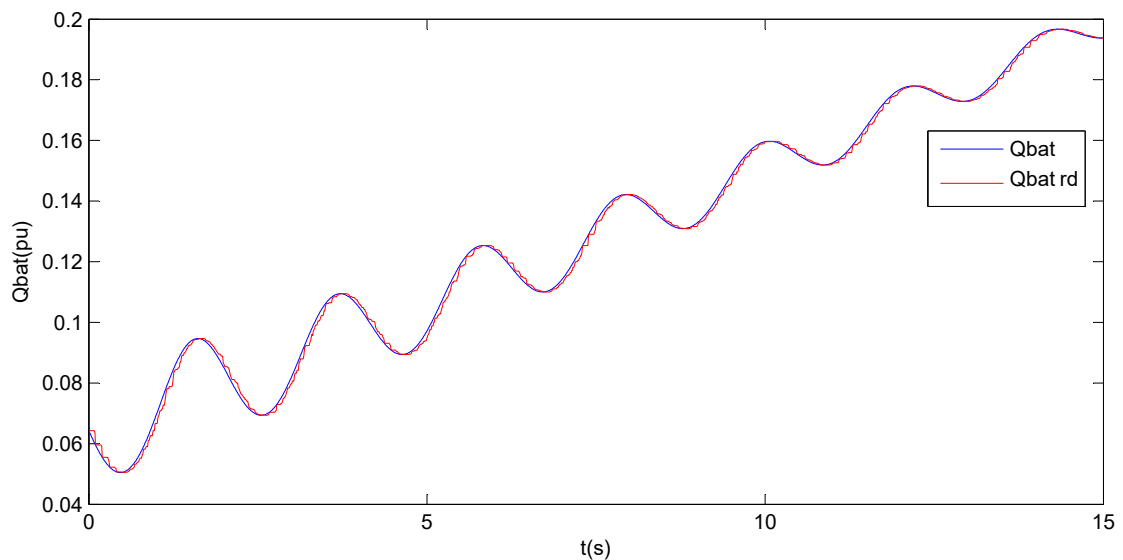
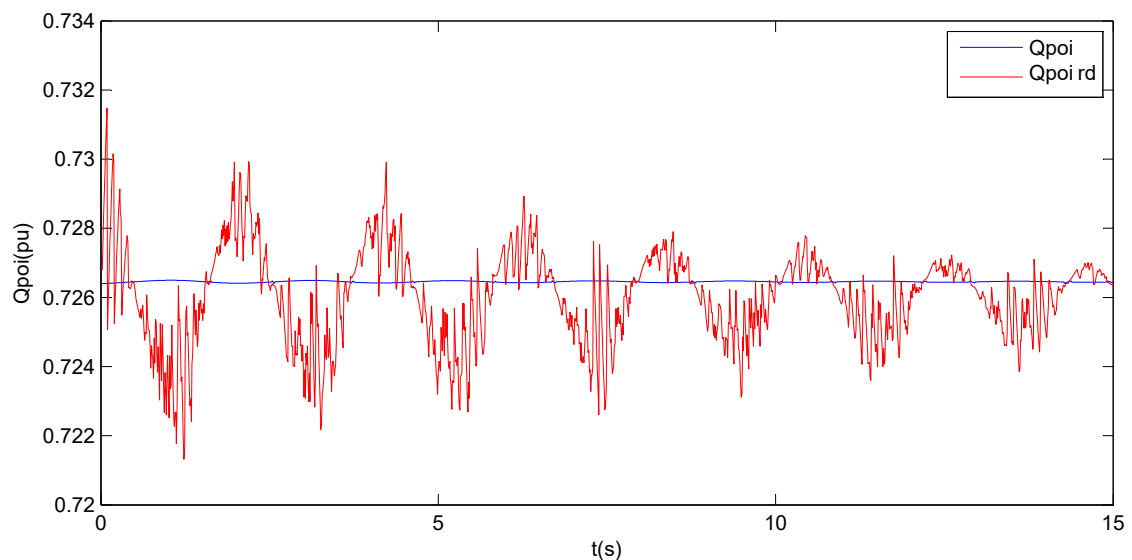


Figura 5.12: Variación de las potencias activa y reactiva del POI ante variación de radiación con retrasos.

Se observa cómo en la figura 5.11, el control mantiene perfectamente constante los valores de P y Q inyectados a red de forma instantánea. Esto se debe a que el modelo es algebraico y por tanto no tiene dinámica que pueda retrasar las señales. Observando la figura 5.12 se observa cómo los retrasos aleatorios complican el control, de forma que siempre existe un visible error entre las potencias consigna del TSO (que coincide con la inyectada a red cuando no existen retrasos) y la realmente inyectada a red. Si se comparan las señales de potencias de la batería para cada caso, se observa un cierto escalonamiento en el caso de retrasos aleatorios, y muy suave sin retrasos. En la figura 5.13 se muestra en detalle la comparativa entre reactiva de la batería y reactiva en el POI.



(a) Potencia reactiva de las baterías.



(b) Potencia reactiva medida en el POI.

Figura 5.13: Comparativa de potencia reactiva con y sin retrasos.

Con estos resultados, se da por validado el buen funcionamiento del algoritmo del PPC, tanto sin consideración de retrasos, como considerándolos.

5.2. Simulaciones Control de Tensión

En este epígrafe se va a realizar una serie de simulaciones del modelo completo conectado nuevamente a un nudo de potencia infinita. Sin embargo en esta ocasión ambos se conectan mediante una línea eléctrica para conseguir los efectos explicados en el epígrafe 2.8 del Capítulo 2.

El sistema analizado es el que se muestra en la figura 5.14.

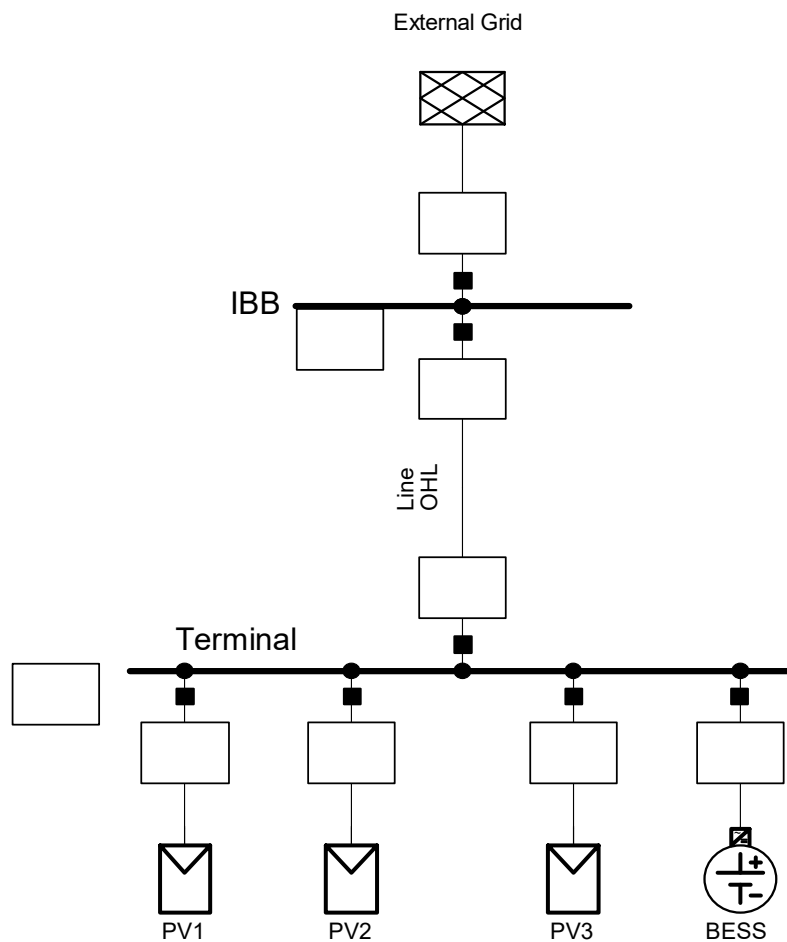


Figura 5.14: Modelo conectado a nudo de potencia infinita a través de línea.

Como se ha comentado en el Capítulo 4, tanto cada planta fotovoltaica conectada al POI como el sistema de baterías, pueden aumentar su potencia simplemente conectando más unidades en paralelo.

Por otra parte, es posible que cada planta fotovoltaica tenga distintas condiciones de operación (ya sea en radiación y temperatura, o incluso estar más o menos afectada de retrasos). Sin embargo, en este trabajo no se ha explotado dicha posibilidad. Por tanto todas las plantas fotovoltaicas operan de la misma forma.

Las condiciones correspondientes al estado estacionario se establecen en:

- Cada una de las plantas fotovoltaicas independientes funcionan al 70 % de su potencia nominal con $\cos \varphi = 0,95$.
- El sistema de baterías funciona al 10 % de su potencia nominal (entregando potencia) con $\cos \varphi = 0,707$, es decir, entregando la misma cantidad de potencia activa y reactiva.

Los resultados del flujo de cargas se muestran gráficamente en la figura 5.15. En ella se puede observar que ningún elemento de la red está sobrecarga y que las tensiones están dentro de límites ($\pm 5\%$).

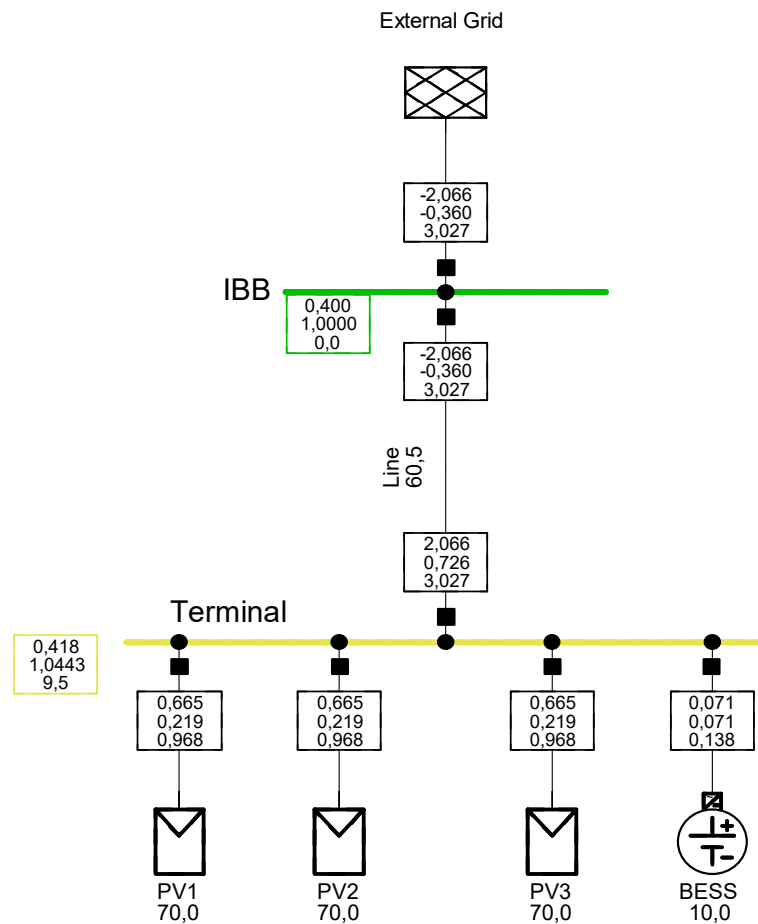


Figura 5.15: Resultado del flujo de cargas del sistema objeto de estudio.

A continuación se realiza una simulación en el tiempo para poder observar la influencia de retrasos en la comunicación. El operador del sistema cambia la tensión de referencia del POI según un escalón de bajada de tensión de valor 0,05 pu.

El objetivo, como se ha comentado previamente, es observar cómo los retrasos en las comunicaciones pueden hacer que no se cumplan los tiempos límite para variaciones en la tensión.

Los resultados de la simulación para cada caso están recogidos en las figuras 5.16-5.17.

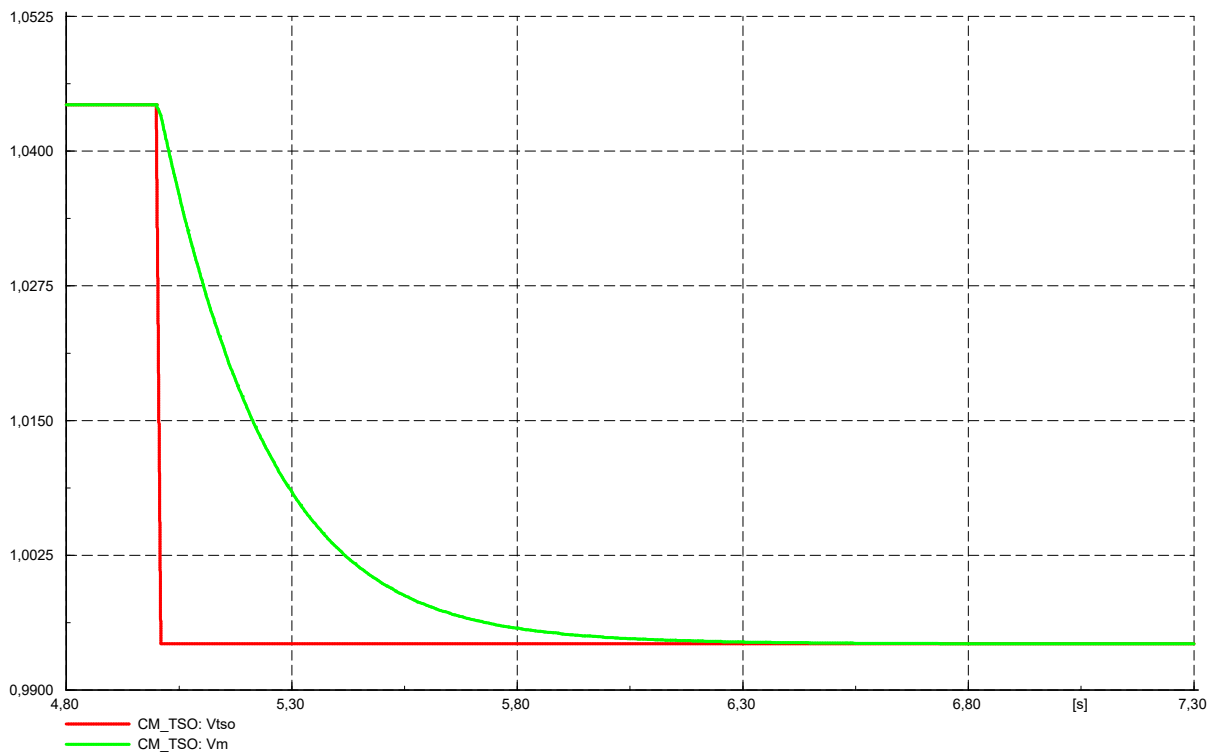
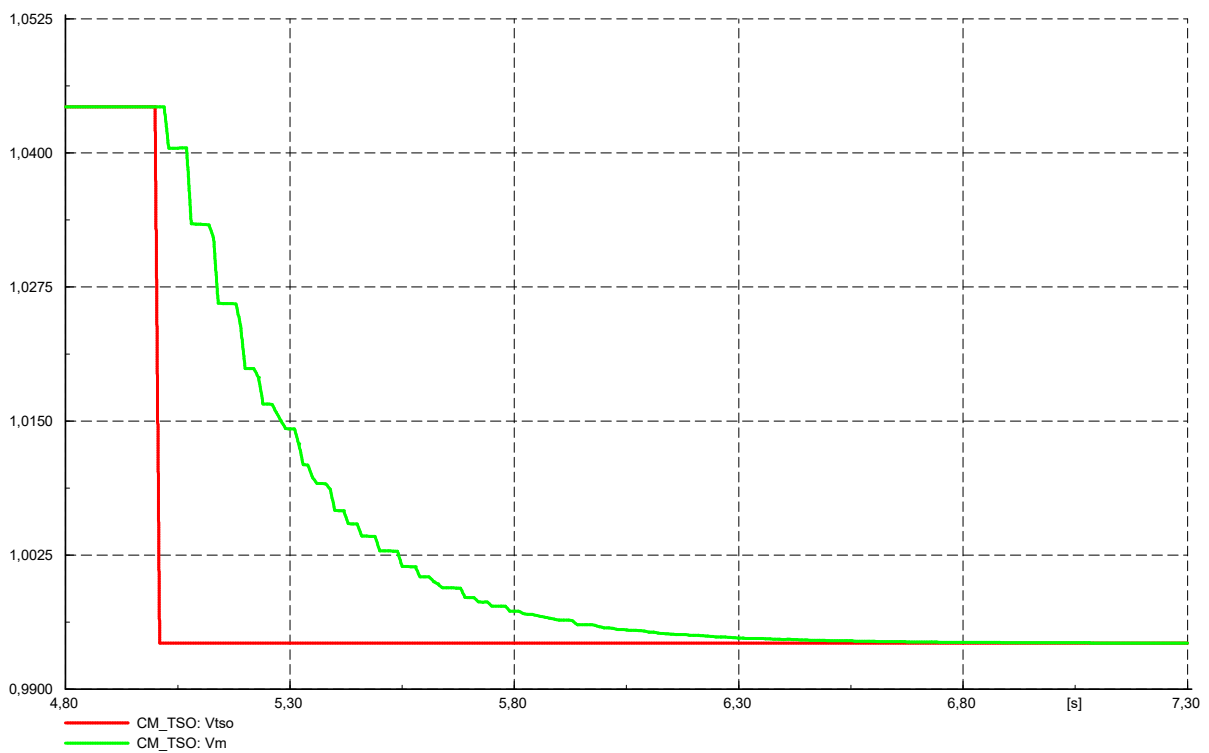
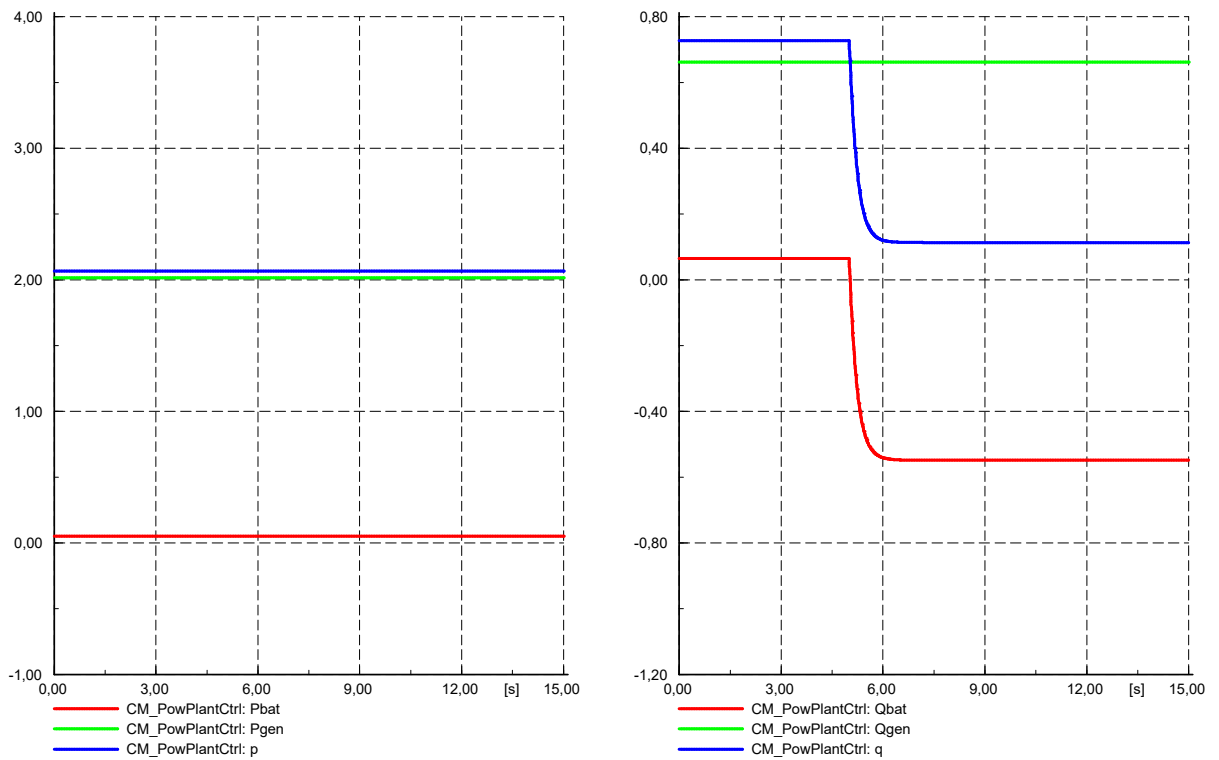
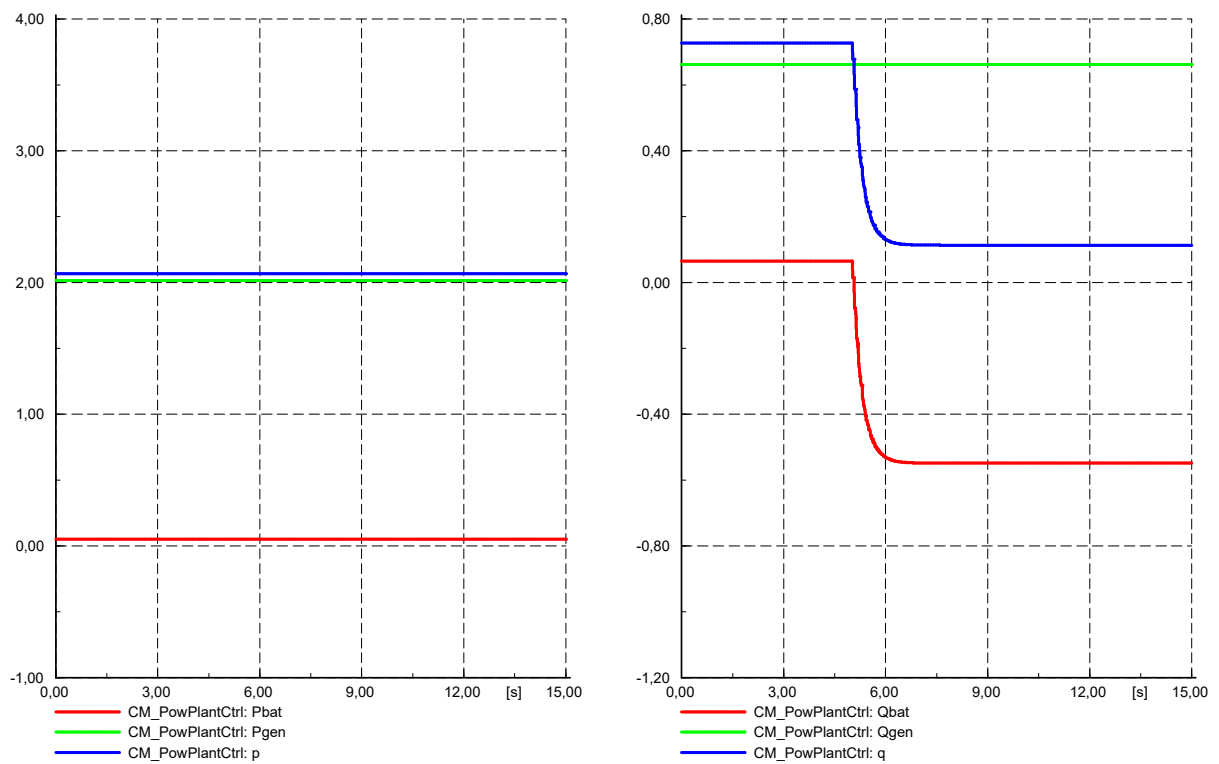
(a) Sin *random delays*.(b) Con *random delays*.

Figura 5.16: Tensión del POI y señal del TSO.

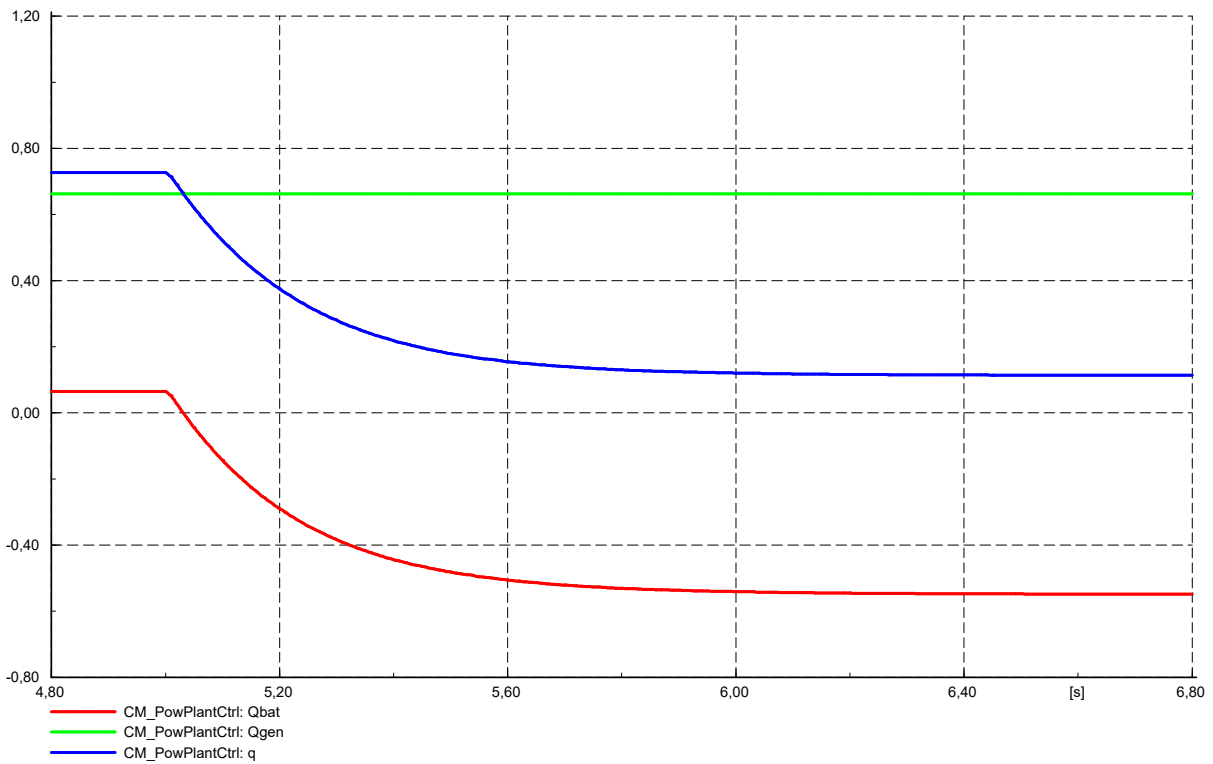


(a) Sin random delays.

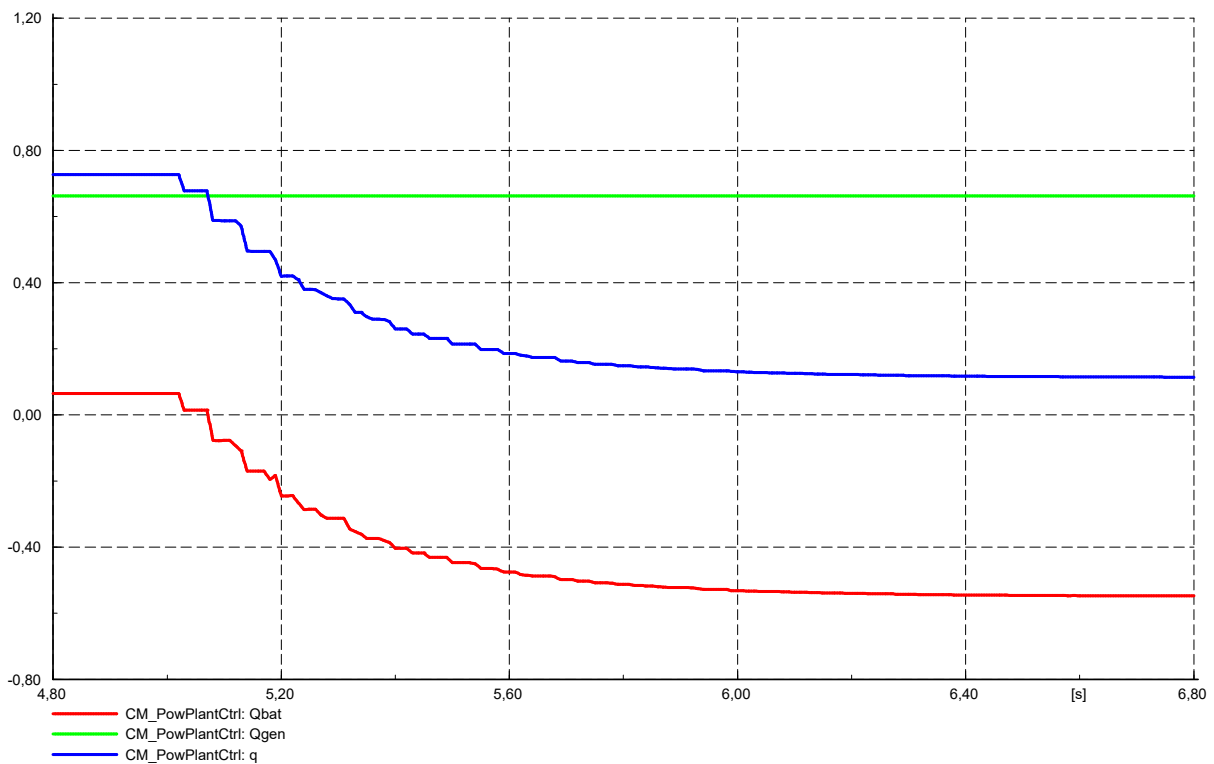


(b) Con random delays.

Figura 5.17: Potencias activa y reactiva en el POI.



(a) Sin random delays.



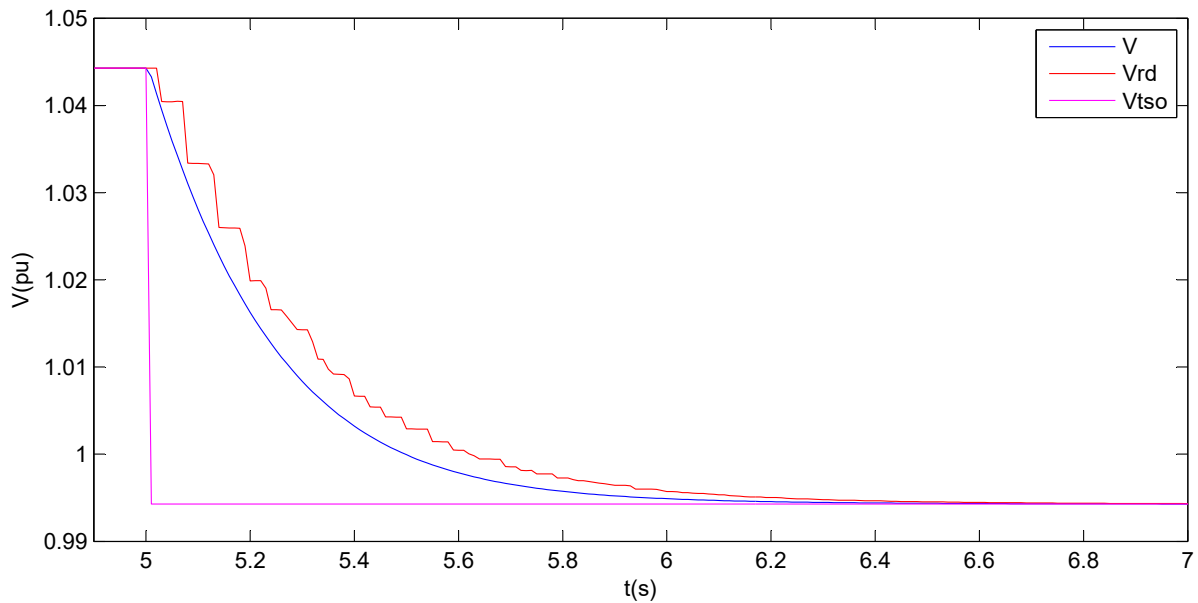
(b) Con random delays.

Figura 5.18: Detalle de la potencia reactiva en el POI.

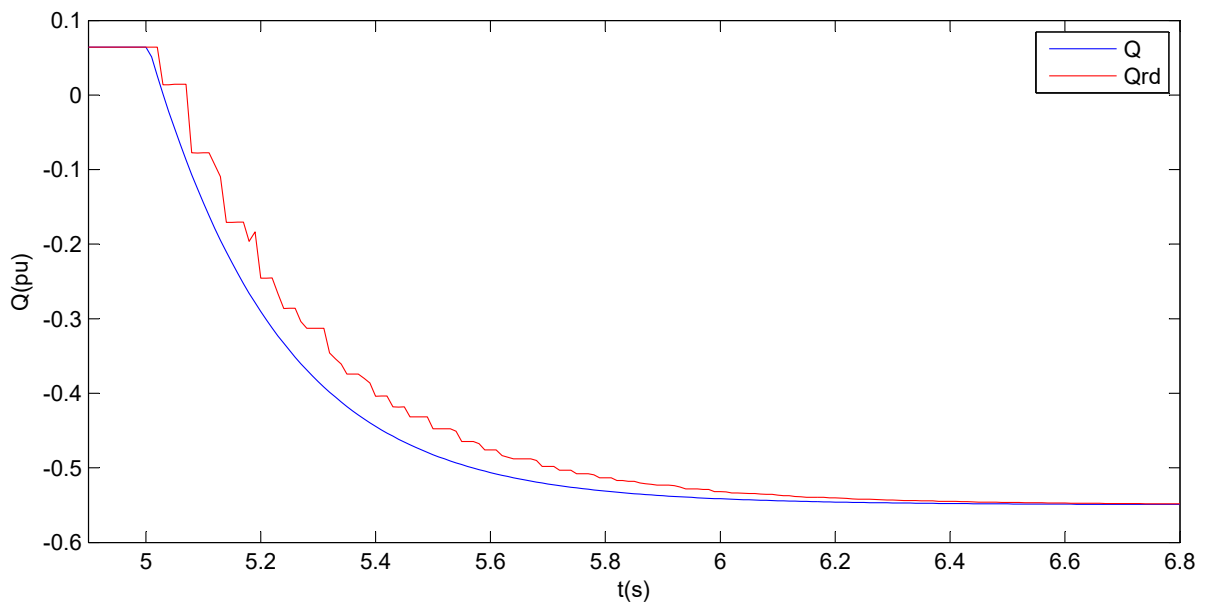
Observando la figura 5.16, se puede ver cómo sin considerar retrasos, el controlador es capaz de hacer el transitorio de tensión menor a 1 seg. En cambio, los retrasos provocan un transitorio de tensión mayor que el límite de 1 seg.

En las figuras 5.17 y 5.18 se muestra cómo evoluciona la consigna de reactiva de la batería. Como la frecuencia no varía, la potencia activa permanece inalterada. Se observa muy claramente el escalonamiento de la evolución de la tensión (y la potencia reactiva) debido a los retrasos.

Finalmente se muestran los mismos resultados en la misma gráfica (figura 5.19) para observar con claridad la diferencia entre el comportamiento del sistema con y sin retrasos.



(a) Tensión del POI.



(b) Potencia reactiva de la batería.

Figura 5.19: Comparativa respuesta del sistema sin *random delays* vs respuesta con *random delays*.

A la luz de los resultados obtenidos, se hace evidente que los retrasos no deben despreciarse. Si el controlador PI de tensión se sintonizó sin tener en cuenta estos retrasos, con la aparición de los mismos pueden aparecer problemas. Será pues objeto de futuros estudios tratar de buscar una solución al respecto (Capítulo 6).

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajo Futuro

En primer lugar, el aprendizaje del software empleado para la realización de este trabajo ha sido exitoso. Esta labor, si bien no se destaca en los capítulos anteriores de esta memoria, es quizás la tarea más importante (a la vez que más difícil). Las funcionalidades del programa (explicadas en el Capítulo 4), si bien permiten un amplísimo abanico de posibilidades si se emplean de forma correcta, es una situación difícil de abordar desde cero. Una vez superada con éxito esta dificultad, trabajar con esta herramienta ha resultado muy cómodo y eficiente.

A la vista de los resultados obtenidos tanto en la validación del modelo como las simulaciones en el tiempo, se puede concluir que se han satisfecho los objetivos planteados, a saber:

- Se ha conseguido un modelo robusto para simulaciones dentro del dominio electromecánico, de interés para el estudio de la influencia de los retrasos en las comunicaciones en el control de la planta. El funcionamiento del modelo de control de planta de potencia (PPC, *Power Plant Control*) ha resultado satisfactorio, así como el modelo de operador del sistema (TSO, *Transmission System Operator*).
 - Planta Fotovoltaica: Modelo robusto e intuitivo, con simplificaciones derivadas de trabajar en el dominio electromecánico claves para la citada robustez, como despreciar la dinámica del bus de continua o la idealización del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracker*), ya integrada en el propio código que modela el array fotovoltaico.
 - Sistema de Almacenamiento por Baterías: Modelo también robusto cuya codificación, si bien no resulta intuitiva en una primera aproximación, tiene un tratamiento muy cómodo y de relativa fácil implementación. Se ha realizado la misma simplificación que en el caso fotovoltaico de cara al bus de corriente continua.
 - Control de Planta: Modelos algebraicos para la decisión de consignas a cada elemento de la planta (curtailment fotovoltaico y consignas de P y Q de las baterías.) Modelado del operador del sistema como un simple bloque que manda consignas de potencia activa y reactiva, o activa y tensión.
- La validación de los modelos ha sido correcta tanto para la planta fotovoltaica como para el almacenamiento por baterías, ya que de cara a la conexión a red ambos modelos se comportaron como se esperaba de ellos.

- Todos los valores iniciales de los modelos se adaptan a las condiciones del estado estacionario y parten de los mismos valores para la simulación en el tiempo. Estos valores son los dispuestos por el usuario para el flujo de cargas. Por tanto todas las acciones de control se realizan en base a incrementos a partir de dicho valor del estado estacionario, hecho que resulta necesario para este tipo de trabajo.
- La implementación de los retrasos aleatorios ha sido satisfactoria, ya que su comportamiento es el deseado y el modelo permite variar el rango de valores de retraso, pudiendo hacerlos más grandes o pequeños según las necesidades.

Por todo ello, se considera que el trabajo realizado es válido y los objetivos que se plantearon al comienzo han sido satisfechos.

Como trabajo futuro, el modelo planteado permite una gran variedad de simulaciones a realizar, entre las que se puede destacar:

- Respuesta del sistema de baterías a sombreado parcial de la planta fotovoltaica (modelado como una bajada de la radiación solar para uno de los n parques conectados al punto de interconexión (POI, *Point of Interconnection*).
- Participación en el control potencia-frecuencia. Su aportación al control primario se realizaría mediante la característica P-f explicada en el Capítulo 2, epígrafe 2.5.1, y la aportación al control secundario vendría dado por variaciones de consigna de potencia activa por parte del TSO.
- Aportación de *inercia* al sistema eléctrico en caso de necesidad por problemas de estabilidad de ángulo.
- Mejora de las simulaciones que consideren retrasos en las comunicaciones, en base al uso conjunto del software empleado en este trabajo y un software específico para simulación de comunicaciones. Esto daría lugar a un modelo más realista mediante la *co-simulación*.

Apéndice A

Códigos DIgSILENT[®] Programming Language (DPL)

A.1. Generador Fotovoltaico (PVgenDC)

```

inc(Ipv)=Imppstc*Ncp*Nmp
inc(Vpv)=Vmppstc*Ncs*Nmp

vardef(Imppstc)='A';'Corriente maxima potencia celula PV'
vardef(Vmppstc)='V';'Tension maxima potencia celula PV'
vardef(Iscstc)='A';'Corriente cortocircuito celula PV'
vardef(Vocstc)='V';'Tension circuito abierto celula PV'
vardef(TONC)='C';'Temperatura operacion nominal celula PV'
vardef(Ncs)='uds';'Numero de celulas serie modulo PV'
vardef(Ncp)='uds';'Numero de ramas paralelo modulo PV'
vardef(Nms)='uds';'Numero de modulos serie generador PV'
vardef(Nmp)='uds';'Numero de ramas paralelo generador PV'

FF=(Vmppstc*Imppstc)/(Vocstc*Iscstc)
Tc=Ta+G*(TONC-20)/800
Vt=0.025*(Tc+273)/300
nuoc=Vocstc/Vt
FF0=(nuoc-ln(nuoc+0.72))/(nuoc+1)
rs=1-FF/FF0
Rs=rs*Vocstc/Iscstc
kct=0.001*Ta+0.7976

Isc=Iscstc*(G/1000)
Voc=Vocstc-0.0023*(Tc-25)
a=nuoc+1-2*nuoc*rs
b=a/(1+a)
aux=1/pow(a,b)

Vint=Voc*(1-(b/nuoc)*ln(a)-rs*(1-aux))*Ncs*Nms

```

```

Iint=Isc*(1-aux)*Ncp*Nmp
Vocp=kct*Ncs*Nms*Voc
Vcurt=Vint-(Vint-Vocp)*(1-dPcurt)

Vpv=max(Vcurt,Vint)
Ipv=Isc*Ncp*Nmp*(1-exp((Vpv/(Ncs*Nms)-Voc+Iint*Rs/(Ncp*Nmp))/Vt))

```

A.2. Radiación (G)

```

inc(Gfc)=G
inc(dG)=0

vardef(Gmin)='W/m2';'Minima radiacion posible'
vardef(Gmax)='W/m2';'Maxima radiacion posible'

dG=lapprox(time(),array_dIrrad)
Gfc.=dG
Gfc.=0
G=limstate(Gfc,Gmin,Gmax)

```

A.3. Temperatura (Ta)

```

inc(Ta)=Ti

vardef(Ti)='C';'Temperatura del estado estacionario'

Ta=Ti+lapprox(time(),array_Temp)

```

A.4. Convertidor en Fuente de Corriente (CSC)

```

inc(id)=id_ref
inc(iq)=iq_ref
inc(Vac)=1

vardef(cosphi)='ind';'Factor de potencia del inversor'
vardef(Sbase)='MVA';'Potencia base Static Generator'

Ppv=Ipv*Vpv/(Sbase*pow(10,6))

Pgen=Ppv*cosphi
Qgen=Ppv*sqrt(1-pow(cosphi,2))

id=Pgen/Vac
iq=-Qgen/Vac

id_ref=id
iq_ref=iq

```

A.5. Batería (BatModel)

```

inc(Vtbat)=lapprox(SOC0,array_V)
inc(SOCAs)=SOCAsmax*SOC0/100
inc(vc1)=0
inc(SOC)=SOC0
inc(Itbat)=0

vardef(R0)='mOhm';'Resistencia serie modelo'
vardef(R1)='mOhm';'Resistencia paralelo modelo'
vardef(C1)='F';'Capacidad paralelo modelo'
vardef(SOC0)='%';'Estado de carga inicial'
vardef(SOCAsmax)='As';'Capacidad de la bateria'
vardef(Nbs)='uds';'Numero de baterias en serie'
vardef(Nbp)='uds';'Numero de baterias en paralelo'

ibat=Itbat/Nbp
SOCAs.--ibat
SOC=SOCAs/SOCAsmax*100
vc1.=1/C1*(ibat-vc1/(R1*0.001))
V0=lapprox(SOC,array_V)
vbat=V0-(R0*0.001)*ibat-vc1
Vtbat=vbat*Nbs

```

A.6. Convertidor Batería (BatConverter)

```

inc(Vac)=1
inc(Pbat)=id_ref*Vac
inc(Qbat)=-iq_ref*Vac
inc(Pbat0)=id_ref*Vac
inc(Qbat0)=-iq_ref*Vac

vardef(Sbase)='MVA';'Potencia base bateria'
vardef(SOC_max)='%';'Maximo nivel carga baterias'
vardef(SOC_min)='%';'Minimo nivel carga baterias'
vardef(Imax_igbt)='A (+)';'Intensidad maxima IGBT en descarga'
vardef(Imin_igbt)='A (-)';'Intensidad maxima IGBT en carga'

Sref=select(Pbat>0 .and. Qbat>0,sqrt(pow(Pbat,2)+pow(Qbat,2)),
            -sqrt(pow(Pbat,2)+pow(Qbat,2)))
Itbat_i=Sref*Sbase*pow(10,6)/Vtbat
Itbat1=lim(Itbat_i,Imin_igbt,Imax_igbt)
Itbat=select(SOC<SOC_min .and. Itbat1>0,0,select(SOC>SOC_max
            .and. Itbat1<0,0,Itbat1))

S=Vtbat*Itbat/(Sbase*pow(10,6))
cosphi_ref=Pbat/Sref
P=S*cosphi_ref

```

```

Q=S*sqrt(1-pow(cosphi_ref,2))
Pbat0=P
Qbat0=Q

id_ref=P/Vac
iq_ref=-Q/Vac

```

A.7. Power Plant Control (PowPlantCtrl)

```

inc(Ptso)=Pgen+Pbat0
inc(Qtso)=Qgen+Qbat0
inc(Pbat)=Pbat0
inc(Qbat)=Qbat0
inc(Vtso)=Um
inc(Qtso_PI)=Qtso

vardef(SOCmin)='%';'Nivel minimo de carga permitido'
vardef(SOCmax)='%';'Nivel maximo de carga permitido'
vardef(modos_VQ)=;'Modo 1: Qtso; Modo else: Vtso'
vardef(Kp)=;'Constante de proporcionalidad PI'
vardef(T_PI)=;'Constante de tiempo PI'

e_v=Vtso-Um
Qtso_PI.=Kp*(e_v+(1/T_PI)*e_v)

Qtso_PI_rd=random_delays(Qtso_PI,10)
Qtso_c=select(modos_VQ=1,Qtso,Qtso_PI_rd)

dPcurt=select(Ptso<Pmeas .and. SOC>=SOCmax,1-Ptso/Pmeas,0)
Pbat_i=select(Ptso>Pmeas .and. SOC<=SOCmin,0,select(Ptso>Pmeas
.and. SOC>SOCmin,Ptso-Pgen,select(Ptso<Pmeas
.and. SOC<SOCmax,Ptso-Pgen,select(Ptso=Pmeas
.and. SOC<SOCmax .and. SOC>SOCmin,Ptso-Pgen,0)))
Qbat_i=Qtso

Pbat=randomdelay(Pbat_i,10)
Qbat=randomdelays(Qbat_i,10)

```

A.8. Operador del Sistema (TS0)

```

inc(xP)=Ptso
inc(xQ)=Qtso
inc(xV)=Vm
inc(xVtso)=Vm

vardef(ctrl_local)=;'Modo 1: Control local,
Modo 2: No control local'

```

```
xP.=0
xQ.=0
xV.=0
xVtso.=0
dVtso=select(time()>5,-0.05,0)

dP=select(ctrl1_local=1,lapprox(50*f,array_PF),0)
dQ=select(ctrl1_local=1,lapprox((xV-Vm)/xV,array_QV),0)

Pint=xP+dP
Qint=xQ+dQ
Sint=sqrt(pow(Pint,2)+pow(Qint,2))
Stso=random_delay(Sint,10)

Ptso=Stso*Pint/Sint
Qtso=Stso*Qint/Sint
Vtso=xVtso+dVtso
```

A.9. Sumatorio Parques PV (SUM)

```
inc(Pgen)=Pgen1+Pgen2+Pgen3
inc(Qgen)=Qgen1+Qgen2+Qgen3

Pgen=Pgen1+Pgen2+Pgen3
Qgen=Qgen1+Qgen2+Qgen3
```


Apéndice B

Códigos Auxiliares en Matlab[®]

B.1. Proceso de Consignas del Bloque PPC

```
% Actuación del Curtailment:
if(Pref<Pmeas && SOC==SOCmax)
    dPcurt=1-Pref/Pmeas;
else
    dPcurt=0;
end
% Subproblema Potencia Activa:
if(Pref>Pmeas && SOC==SOCmin)
    Pbat=0;
elseif(Pref>Pmeas && SOC>SOCmin)
    Pbat=Pref-Pgen;
elseif(Pref<Pmeas && SOC<SOCmax)
    Pbat=Pref-Pgen;
elseif(Pref==Pmeas && SOC<SOCmax && SOC>SOCmin)
    Pbat=Pref-Pgen;
else
    Pbat=0;
end
```


Apéndice C

Códigos C

C.1. Generación de Retrasos Aleatorios (Random-Delays)

```
void __stdcall random_delay(void)
{ // Toma una señal y la retrasa un número aleatorio de ciclos

    // Definicion de variables:
    int N;
    static double vm[100];
    double Dt = 0.010;
    double t = 0;
    int it, i;
    double out;
    t = Dt*it;

    // Entradas:
    vm[0] = pop();
    N = pop();
    for(i=0;i<N;++i){
        vm[N-1-i]=vm[N-2-i];
    }
    out = 0.0;
    if(it>5){
        out=vm[N-1-rand() % 2];
    }
    // Salida:
    push(out);
    it++;
}
```


Apéndice D

Datos Introducidos al Modelo

D.1. Modelo de Planta Fotovoltaica

Se han empleado datos reales de una célula fotovoltaica policristalina comercial para el modelo. También se incluye el número de células fotovoltaicas por módulo (tanto ramas paralelo como células serie por rama) y la configuración del generador (número de ramas de módulos en paralelo y módulos en serie por rama):

Tabla D.1: Datos introducidos al modelo de planta PV.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
Iscstc	Corriente cortocircuito celula PV	[A]	2,954
Vocstc	Tension circuito abierto celula PV	[V]	1,87
Vmppstc	Tension maxima potencia celula PV	[V]	1,51
Imppstc	Corriente maxima potencia celula PV	[A]	2,77
TONC	Temperatura operacion nominal celula PV	[C]	20
Ncs	Numero de celulas serie modulo PV	[uds]	20
Ncp	Numero de ramas paralelo modulo PV	[uds]	3
Nms	Numero de modulos serie generador PV	[uds]	26
Nmp	Numero de ramas paralelo generador PV	[uds]	155

D.2. Modelo de Inversor

Es necesario introducir el $\cos \varphi$ de conexión a red y la potencia base del *Static Generator*:

Tabla D.2: Datos introducidos al modelo de convertidor en fuente de corriente.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
cosphi	Factor de potencia del inversor	[ind]	0,95
Sbase	Potencia base Static Generator	[MVA]	1

D.3. Modelo de Batería

Se introducen los datos del modelo de celda de almacenamiento, junto con el nivel de carga inicial, y la carga máxima de la celda. Finalmente, se aportan los datos de configuración del sistema de almacenamiento.

Tabla D.3: Datos introducidos al modelo de batería.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
R0	Resistencia serie modelo	[mOhm]	3,32
R1	Resistencia paralelo modelo	[mOhm]	1
C1	Capacidad paralelo modelo	[F]	104166,7
SOC0	Estado de carga inicial	[%]	70
SOCAsmax	Capacidad de la batería	[As]	144000
Nbs	Numero de baterías en serie	[uds]	258
Nbp	Numero de baterías en paralelo	[uds]	30

Para conocer el parámetro $V_0(\text{SOC})$ en cada instante de la simulación es necesario introducir o bien la expresión analítica correspondiente, o en éste caso, una curva discretizada. Así, para cada instante t de la simulación el programa interpolará linealmente entre los valores de la siguiente tabla.

El moderado número de columnas ayuda al programa a ejecutar el código más rápidamente en cada paso de integración.

Tabla D.4: Curva SOC- v_{bat} simplificada.

SOC	v_{bat}
0	3,38054
6,915416	3,38054
80,04148	3,361231
83,73957	3,352544
89,14659	3,334031
96,13573	3,274169
98,35007	3,237594
100,2041	3,191851
101,5243	3,140575
102,3839	3,094705
102,8469	3,060824
103,3321	3,013584
103,5703	2,9802
103,7137	2,956275
103,9446	2,916501
104,4242	2,493789
104,4106	2,489214

En el programa, se ha implementado mediante la variable `array_V`, tal y como se puede ver en el código del modelo de batería.

D.4. Modelo de Convertidor en Fuente de Corriente

Se debe especificar la potencia base del *Static Generator*, los valores extremos permitidos de SOC batería, y las corrientes máximas de carga y descarga del sistema de almacenamiento en conjunto:

Tabla D.5: Datos introducidos al modelo de convertidor.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
Sbase	Potencia base bateria	[MVA]	1
SOC_max	Maximo nivel carga baterias	[%]	100
SOC_min	Minimo nivel carga baterias	[%]	10
Imax_igbt	Intensidad maxima IGBT en descarga	[A (+)]	1177
Imin_igbt	Intensidad maxima IGBT en carga	[A (-)]	-1177

D.5. Modelo de Radiación Solar

Tabla D.6: Datos introducidos al modelo de radiación solar.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
Gmin	Mínima radiación posible	[W/m ²]	0
Gmax	Máxima radiación posible	[W/m ²]	1200

D.6. Modelo de Temperatura Ambiente

Tabla D.7: Datos introducidos al modelo de temperatura ambiente.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
Ti	Temperatura del estado estacionario	[°C]	25

D.7. Modelo de PPC

Tabla D.8: Datos introducidos al modelo de power plant control.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
SOC_max	Maximo nivel carga baterias	[%]	100
SOC_min	Minimo nivel carga baterias	[%]	10
modo_VQ	Modo 1: Qtso; Modo else: Vtso	[-]	2
Kp	Constante de proporcionalidad PI	[-]	3
T_PI	Constante de tiempo PI	[-]	0.06

D.8. Modelo de TSO

Tabla D.9: Datos introducidos al modelo de operador del sistema.

Variable	Descripción	Unidades	Valor
ctrl_local	Modo 1: Control local; Modo 2: No control local	[–]	2

Bibliografía

- [1] V. Gevorgian and S. Booth, “Review of prepa technical requirements for interconnecting wind and solar generation,” *NREL*, 2013.
- [2] L. Xiao *et al.*, “Control with random communication delays via a discrete-time jump system approach,” *Information Systems Laboratory, Stanford University*.
- [3] J. Nilsson, *Real-Time Control Systems with Delays*. Department of Automatic Control Lund Institute of Technology, 1998.
- [4] J. M. Mauricio, “Control de facts para amortiguar oscilaciones en sistemas con generación no convencional,” *Universidad de Sevilla*, 2007.
- [5] L. Hontoria, P. Pérez, *et al.*, *Instalaciones Fotovoltaicas*. Joxman, 2012.
- [6] J. de la Casa Hernández, “Apuntes tecnología eléctrica de los sistemas fotovoltaicos,” EPS Jaén, 2014.
- [7] V. Saborido, “Diseño, control y simulación de un vehículo pesado de tracción eléctrica para transporte de mercancías,” *Universidad de Sevilla*, 2015.
- [8] J. M. Mauricio, *Control de convertidores en fuente de tensión y sistemas de potencia con generación renovable*. PhD thesis, Universidad de Sevilla, 2009.
- [9] A. Gómez-Expósito *et al.*, *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. McGrawHill, 2002.
- [10] P. Betancourt, “Modelado, control y simulación de generación fotovoltaica y almacenamiento con baterías,” *Universidad de Sevilla*, 2015.
- [11] Wikipedia, “Modelo OSI — wikipedia, la enciclopedia libre,” 2016. [Internet; descargado 21-junio-2016].
- [12] Wikipedia, “User Datagram Protocol — wikipedia, la enciclopedia libre,” 2016. [Internet; descargado 21-junio-2016].
- [13] F. M. González-Longatt and J. L. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. Springer, 2014.