



UNIVERSIDAD DE SEVILLA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

MODELADO, CONTROL Y SIMULACIÓN DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS

Trabajo de Fin de Máster 2015

Autor: **Pedro Augusto Betancourt Paulino**

Director TFM: **Dr. Juan Manuel Mauricio**

Sevilla, Octubre de 2015

Agradecimientos

Hay un conjunto de personas e instituciones que de no haber sido por ellos no estaría escribiendo estas líneas que le dan comienzo a este trabajo de fin de máster. Es por eso que debo agradecer a todos de forma muy especial.

A la Universidad de Sevilla, por acogerme como estudiante de la misma y darme la oportunidad de complementar mis estudios en tan prestigioso centro de estudios superiores.

Al Ministerio de Educación Superior, Ciencia y Tecnología (MESCyT), por haberme concedido la beca para costear mi estancia y estudios de máster en Sevilla, España.

A mi director de TFM, Dr. Juan M. Mauricio, por darme la oportunidad de desarrollar este trabajo bajo su tutela y siempre estar dispuesto a brindar una mano amiga a quien lo necesite.

A todos los profesores y personal docente del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la US por transmitir sus conocimientos y siempre estar dispuestos para con los estudiantes.

A mis padres, Pedro Betancourt y Lucila Paulino, sin su apoyo ningún logro en esta vida tendría sentido. Gracias por estar tan cerca de mí aún en la distancia, los amo.

A mis hermanas, Lucinda, Brígida y Edily, por su apoyo incondicional en todas las aventuras en las que me embarco.

A mis sobrinos, ustedes son mi fuente de inspiración.

A todas las personas que de una forma u otra aportaron su granito de arena para hacer posible alcanzar la meta que representa este trabajo de fin de máster. A todos gracias.

Índice general

1. Introducción	3
1.1. Motivación	3
1.2. Objetivos del Trabajo	7
1.3. Estructura del Trabajo	7
2. Modelado de Fuentes de Generación PV & BESS	11
2.1. Convertidor en fuente de tensión (VSC)	11
2.1.1. Modelo en ABC	12
2.1.2. Modelo en dq0	15
2.1.3. Conversión a valores en por unidad (pu)	18
2.1.4. Estrategias de control	18
2.1.5. Validación del modelo	23
2.1.6. Simulaciones	24
2.2. Condensador CC	28
2.2.1. Modelo	28
2.2.2. Estrategias de control	30
2.2.3. Validación del modelo	31
2.2.4. Simulaciones	31
2.3. Panel fotovoltaico	33
2.3.1. Modelo	35
2.3.2. Estrategias de control	36
2.3.3. Simulaciones	36
2.4. Battery Energy Storage System	37
2.4.1. Modelo	39
2.4.2. Estrategias de control	42
2.4.3. Simulaciones	43
2.5. Sistemas de control PF y VQ	48
2.5.1. Control Potencia-Frecuencia (PF)	48
2.5.2. Control Tensión-Reactiva	49
3. Simulación de Fuentes PV y BESS en un Sistema Eléctrico	51
3.1. Sistema eléctrico de la República Dominicana	52
3.1.1. Resultados de la Simulación	54
4. Conclusiones	85

Índice de cuadros

3.1. Esquema de Deslastre de Carga de la Rep. Dominicana	54
--	----

Índice de figuras

1.1. Consumo mundial de energía solar fotovoltaica	4
1.2. Abastecimiento de potencia por tipo de combustible	4
1.3. Mapa de la incidencia solar en R.D.	5
1.4. Mapa de la incidencia del viento en R.D.	6
1.5. Sistema de transporte de República Dominicana	8
2.1. Diagrama básico de operación de una fuente de generación PV	12
2.2. VSC básico de dos niveles	13
2.3. Circuito RL serie	14
2.4. Diagrama de aplicación de T. de Park	16
2.5. Esquema de control a lazo abierto de la planta	20
2.6. Circuito eléctrico del filtro paso bajo	21
2.7. Esquema de control a lazo cerrado de la planta	22
2.8. Circuito equivalente del modelo de fuente de tensión de DigSilent . .	24
2.9. Esquema de simulación del VSC y su control	25
2.10. Esquema básico de validación del VSC	26
2.11. Simulación del VSC	26
2.12. Esquema básico del control del VSC	27
2.13. Simulación del control a lazo abierto	28
2.14. Simulación del control a lazo cerrado	29
2.15. Diagrama de flujo de corrientes en bus CC	29
2.16. Control proporcional del condensador	30
2.17. Esquema de simulación del VSC con condensador y controles	32
2.18. Simulación condensador en vacío	33
2.19. Esquema básico del condensador conectado al VSC	34
2.20. Simulación condensador conectado al VSC	34
2.21. Curva Corriente-Potencia vs. Tensión	36
2.22. Esquema del VSC con condensador, Panel PV y controles	37
2.23. Simulación del panel PV y MPPT	38
2.24. Diagrama básico de operación de una fuente de generación con baterías	39
2.25. Circuito básico de una batería	40
2.26. Curva de Descarga de la Batería	41
2.27. Curva de factores de carga y descarga del BESS	43
2.28. Esquema del BESS	44

2.29. Simulación de descarga de la Batería	45
2.30. Simulación del Sistema BESS	46
2.31. Simulación del Sistema BESS	47
2.32. Respuesta de una planta PV a los cambios de frecuencia	49
2.33. Respuesta de un BESS a los cambios de frecuencia	49
2.34. Respuesta a los cambios de tensión	50
3.1. Diagrama Unifilar de distribución de la Planta PV y BESS	52
3.2. Ubicación de las Plantas PV y BESS	53
3.3. Potencia activa inyectada por los Gen. PV vs. Frecuencia de la red ante salida de 150 MW de la demanda, todos los casos	55
3.4. Potencia activa consumida por el BESS ante salida de 150 MW de la demanda, todos los casos	56
3.5. Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 1	57
3.6. Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 2	58
3.7. Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3	59
3.8. Potencia reactiva inyectada por los BESS ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3	60
3.9. Curvas Potencia vs. I_{pv} de un Gen. PV con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3	61
3.10. Curvas Potencia vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3	62
3.11. Curvas I_{pv} vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3	63
3.12. Curvas Potencia vs. I_{bat} de un BESS con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3	64
3.13. Curvas Potencia vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3	65
3.14. Curvas I_{bat} vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 150 MW de la de- manda, Caso 3	66
3.15. Velocidad de las máquinas sincronas ante la salida de 150 MW de la demanda, todos los casos	67
3.16. Potencia inyectada por los Gen. PV vs. Frecuencia de la red ante salida de 300 MW de generación, todos los casos	68
3.17. Potencia activa inyectada por los los BESS ante salida de 300 MW de generación, todos los casos	69
3.18. Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 300 MW de generación, Caso 1	70
3.19. Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 300 MW de generación, Caso 2	71
3.20. Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 300 MW de generación, Caso 3	72

3.21. Potencia reactiva inyectada por los BESS ante la salida de 300 MW de generación, Caso 3	73
3.22. Curvas Potencia vs. I_{pv} de un Gen. PV con la salida de 300 MW de generación, Caso 3	74
3.23. Curvas Potencia vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 300 MW de generación, Caso 3	75
3.24. Curvas I_{pv} vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 300 MW de generación, Caso 3	76
3.25. Curvas Potencia vs. I_{bat} de un BESS con la salida de 300 MW de generación, Caso 3	77
3.26. Curvas Potencia vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 300 MW de generación, Caso 3	78
3.27. Curvas I_{bat} vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 300 MW de generación, Caso 3	79
3.28. Velocidad de las máquinas sincronas ante la salida de 300 MW de generación, todos los casos	80
3.29. Curvas I_{pv} vs. Irradiancia en un Gen. PV con la disminución de la Irradiancia, Caso 3	81
3.30. Curvas Potencia vs. Irradiancia en un Gen. PV con la disminución de la Irradiancia, Caso 3	82
3.31. Curvas Irradiancia vs. V_{dc} en un Gen. PV con la disminución de la Irradiancia, Caso 3	83

Capítulo 1

Introducción

La implementación de la energía solar fotovoltaica ha avanzado considerablemente en los últimos años. El informe de 2014 de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA) estima que la potencia total instalada se habrá duplicado (escenario moderado de 320 GW) o incluso triplicado (escenario optimista de 430 GW) en menos de 5 años. EPIA también calcula que la energía fotovoltaica cubrirá entre un 10 y un 15 % de la demanda de Europa en 2030, la figura 1.1 muestra la proyección de dicho crecimiento al año 2018 [1]. En Latinoamérica, la fotovoltaica ha comenzado a implementarse desde hace ya algún tiempo. Se ha propuesto la construcción de un buen número de plantas solares en diversos países, a lo largo de toda la región, con proyectos incluso por encima de 100 MW en Chile [2] [3].

La República Dominicana no está exenta de lo mencionado en el párrafo anterior y desde el año 2007 se promueven leyes que facilitan la instalación y explotación de este tipo de fuentes renovables. Un ejemplo de ellas es la Ley 57-07 y su respectivo reglamento de aplicación, cuyo fin es crear un ambiente que incentive el desarrollo de estas energías limpias y cuyos frutos se pueden observar en los diferentes proyectos que se encuentran en fase de diseño y construcción. De esta manera se asegura participación a pequeña y mediana escala en el sector eléctrico dominicano de este tipo de fuentes energéticas.

1.1. Motivación

En los últimos años la República Dominicana ha sido punto de atracción para la inversión de capital en este mercado desarrollándose numerosos estudios de incidencia solar y eólica en la zona, lo que se traduce en proyectos de generación en base a estas fuentes de energía primaria. Además, el constante aumento de los combustibles fósiles y las rigurosas leyes medioambientales actuales han motivado también la búsqueda de soluciones alternativas para la generación de energía eléctrica. Esto ha impulsado la inserción de proyectos de generación fotovoltaica que en los próximos años representarían aproximadamente el 10 % de la demanda del sistema, lo que mejora el mix de generación actual. La figura 1.2 muestra la dependencia a los combustibles fósiles en la generación de electricidad en el país.

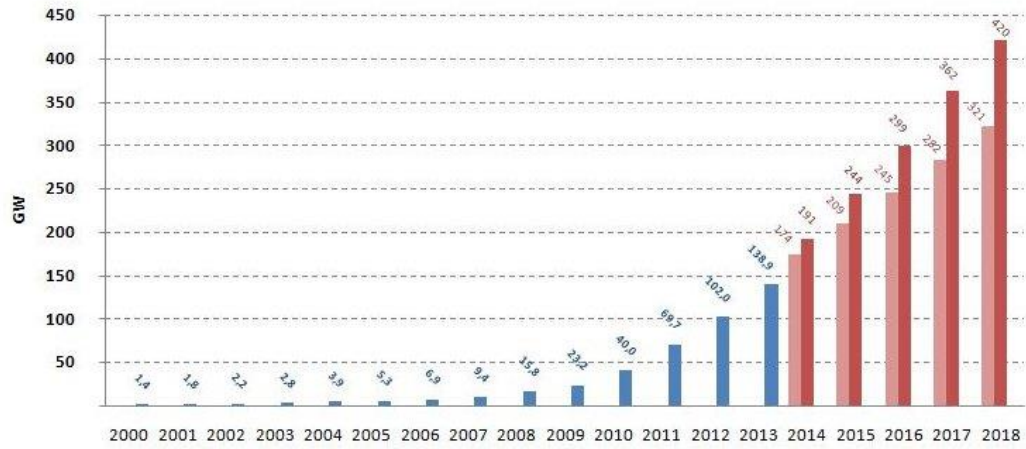


Figura 1.1: Consumo mundial de energía solar fotovoltaica

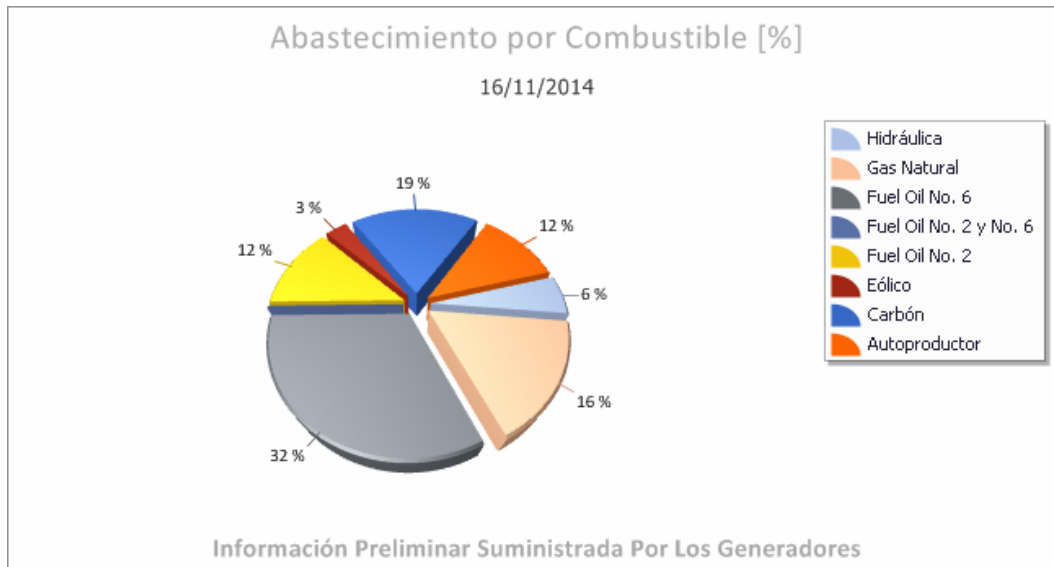


Figura 1.2: Abastecimiento de potencia por tipo de combustible

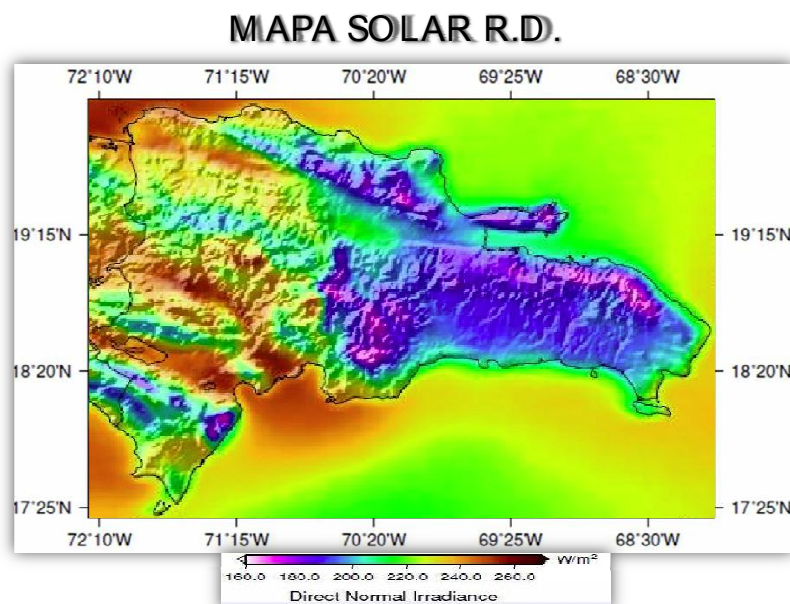


Figura 1.3: Mapa de la incidencia solar en R.D.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana (CNE) ha realizado diversos estudios relacionados con los niveles de incidencia solar y eólica en el país. Como resultado de estos estudios se obtuvieron los mapas mostrados en las figuras 1.3 y 1.4 [4].

En la actualidad existen diversos proyectos de generación fotovoltaica en proceso de diseño, construcción y puesta en servicio. De estos se pueden mencionar, a base de ejemplo, las centrales Monte Plata y La Victoria que pretenden, en una primera etapa, inyectar entre 30 MW 50 MW a la red de transporte del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

La figura 1.5 muestra el mapa de la red de transporte de la República Dominicana. Además, también se muestra la ubicación geográfica aproximada de las plantas de generación convencional y no convencional interconectadas a la red nacional [5].

Como bien es sabido, por experiencias acumuladas de otros países, la explotación de esta fuente de energía puede generar problemas de estabilidad en la red. Al sustituir generadores convencionales por generadores estáticos se disminuye la inercia del sistema, cuya función es amortiguar desviaciones en la frecuencia. A la vez, se podría disminuir reservas de potencia reactiva necesarias para el mantenimiento de las tensiones.

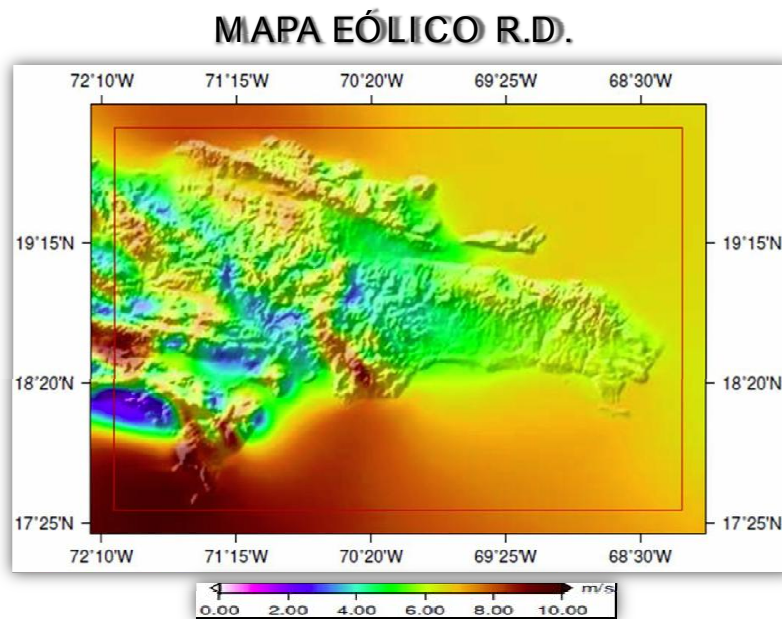


Figura 1.4: Mapa de la incidencia del viento en R.D.

Es por lo antes mencionado que este trabajo se centra en el modelo electro-mecánico de los elementos que componen una planta de generación PV y de un Sistema de almacenamiento de energía (BESS), disponibles comercialmente, y de sus respectivos controles.

Además, se considera que deberán surgir normativas que regulen las responsabilidades de estos nuevos agentes del mercado entorno a las aportaciones necesarias para la explotación óptima de la red. Es por esto que también se analizan los reglamentos de países que ya explotan este tipo de energía, como el caso de Chile y Puerto Rico. De estos se toma las curvas de respuesta al aporte a la frecuencia y a la tensión en las barras de la red.

Por otra parte se ha considerado el desarrollo de este tema con el propósito de aportar nuevas bases para investigaciones dedicadas a la explotación de este tipo de energía en República Dominicana. También al desarrollo de nuevas tecnologías de control para los convertidores en fuente de tensión (VSC, del inglés Voltage Source Converter), de sus sistemas de control y de cualquier otro mecanismo que permita eficientizar su uso en cualquier sistema de energía eléctrica.

1.2. Objetivos del Trabajo

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar un modelo matemático del conjunto planta Fotovoltaica y BESS. Este objetivo surge teniendo en consideración las expectativas de crecimiento y explotación de las energías renovables no convencionales. Habiendo expuesto, en párrafos anteriores, las posibles consecuencias de la interconexión de estas en los sistemas eléctricos se hace visible la necesidad de contar con modelos actualizados que permitan realizar los estudios dinámicos de lugar.

Un segundo objetivo, aunque no menos importante que el anterior, es verificar lo beneficioso que podría resultar para un sistema eléctrico aislado, como el de República Dominicana, el uso de plantas PV en conjunto con sistemas de almacenamiento en baterías a modo de respaldo.

1.3. Estructura del Trabajo

Este trabajo de fin de máster se desarrolla de la siguiente forma. El capítulo 1, como ya se ha visto, abarca la introducción y motivación del desarrollo del mismo. En el capítulo 2 se muestra con detalle el planteamiento del modelo matemático desarrollado para todos los componentes que forman parte de la Planta PV y el BESS. En este también se muestra bajo que criterio se han validado estos modelos, así como las estrategias de control a implementarse con el objetivo de mantener la estabilidad en la máquina en su conjunto.

Por otra parte, en el capítulo 3 se presenta las simulaciones realizadas interconectando varias plantas, con el modelo desarrollado, a la red eléctrica de la República Dominicana. En este, se presenta la respuesta del modelo ante perturbaciones en la red, tales como la salida repentina del generador de mayor potencia, la salida de la mayor de las cargas y el cambio repentino de la irradiancia en un parque solar. Por

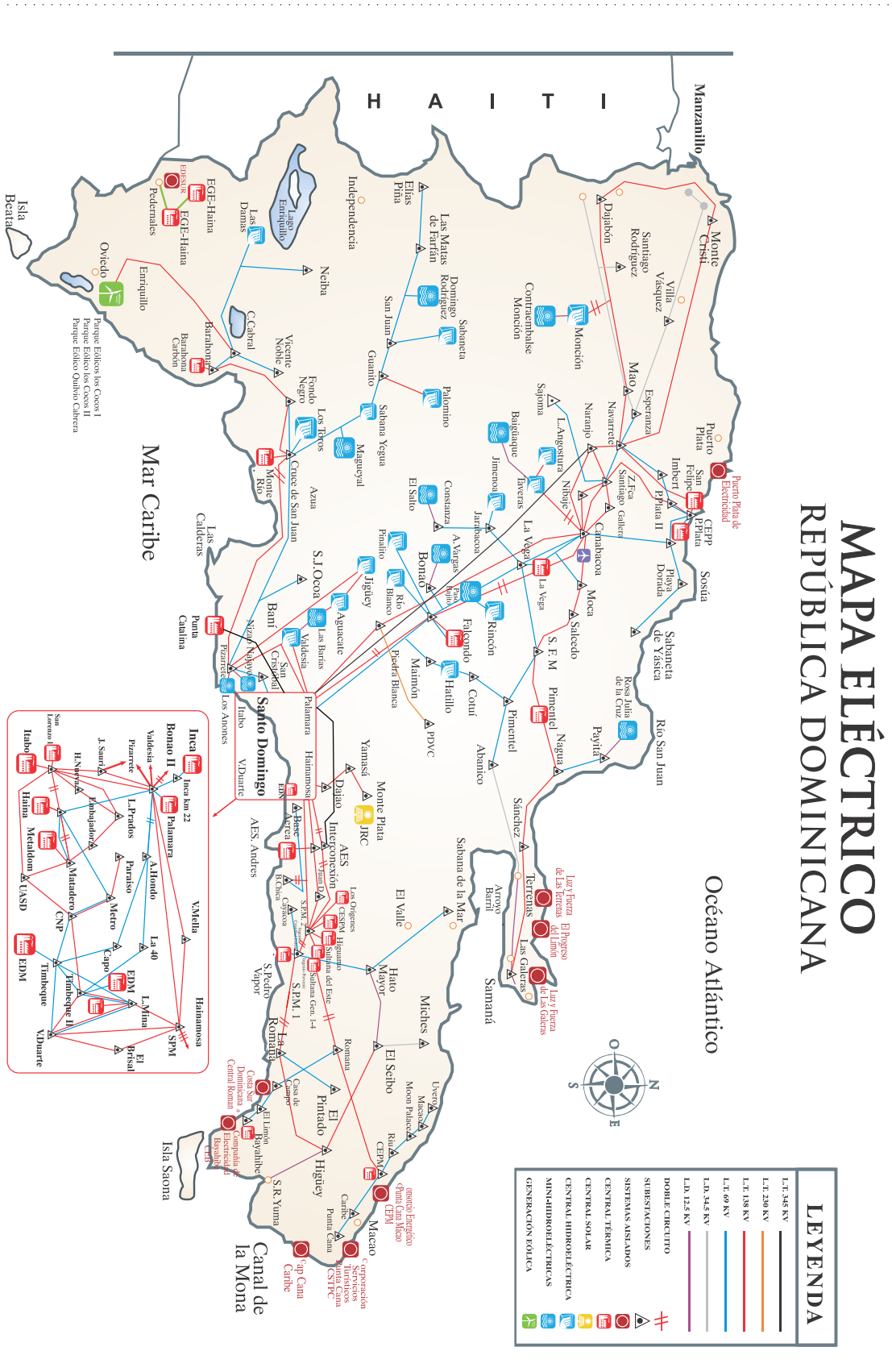


Figura 1.5: Sistema de transporte de República Dominicana

último, se presenta en el capítulo 4 las conclusiones obtenidas de todo el desarrollo y los posibles trabajos futuros que surgen a raíz de lo realizado.

Capítulo 2

Modelado de una Fuente de Generación Fotovoltaica con Almacenamiento

La fuente de generación solar que se propone en este trabajo se compone de los siguientes elementos:

- El convertidor en fuente de tensión (VSC).
- Condensador en corriente continua (CC).
- Inductancia
- Panel fotovoltaico (PV).
- Battery energy storage systems (BESS).
- Sistemas de control

En este capítulo se pretende presentar el conjunto modelo, control, validación y simulación de cada uno de los elementos antes mencionados. A medida que se vaya desarrollando el modelo matemático de cada elemento se mostrará el funcionamiento en conjunto de estos, lo que permitirá reflejar su importancia para el buen funcionamiento de una fuente de generación fotovoltaica en general.

En la figura 2.1 se muestra la estructura básica del funcionamiento de una fuente de generación solar. En la misma, se puede apreciar cuales son las entradas y salidas de cada dispositivo interno de ésta al igual que sus respectivos controles.

2.1. Convertidor en fuente de tensión (VSC)

Existen diferentes tipos de convertidores en fuente de tensión, los cuales, dependiendo de su configuración básica, se pueden utilizar para diferentes fines tales como:

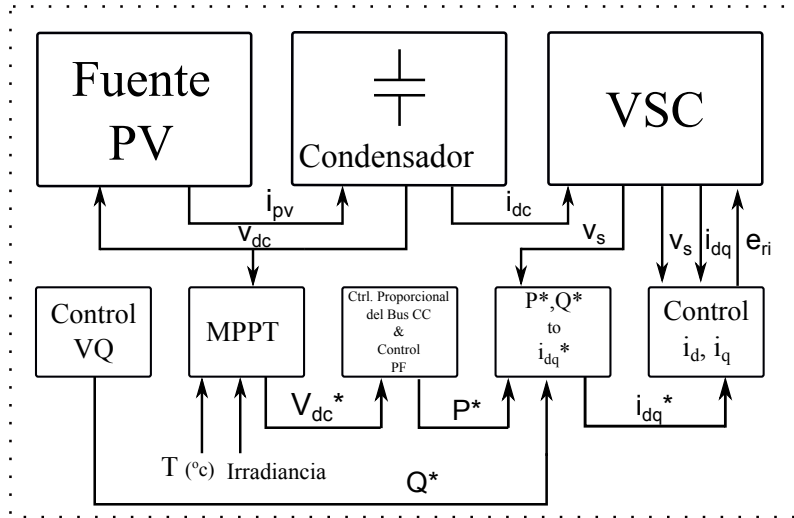


Figura 2.1: Diagrama básico de operación de una fuente de generación PV

- transporte de potencia en alta tensión en CC (HVDC por sus siglas en inglés).
- parques eólicos.
- coches eléctricos .
- parques fotovoltaicos.

Entre las diversas configuraciones que se encuentran los VSC se pueden mencionar las siguientes:

- Convertidores de dos niveles.
- Convertidores de tres niveles.
- Convertidores superiores a tres niveles.

La figura 2.2 muestra una representación de un VSC de dos niveles, configuración sobre la cual se desarrolla este trabajo, ya que para los fines propuestos uno u otro tipo se pueden presentar con el mismo modelo promediado [6] [7].

2.1.1. Modelo en ABC

Para desarrollar el modelo del VSC se considera su circuito característico como un circuito RL serie en corriente alterna que posee dos fuentes de tensión. La primera, e_{abc} , que representa la tensión en la salida de los dispositivos IGBTs que se encargan de convertir la señal CC en CA y la segunda, v_{sabc} , que representa la tensión de la barra a la que está conectado el dispositivo. La tensión e_{abc} se obtiene con las siguientes ecuaciones:

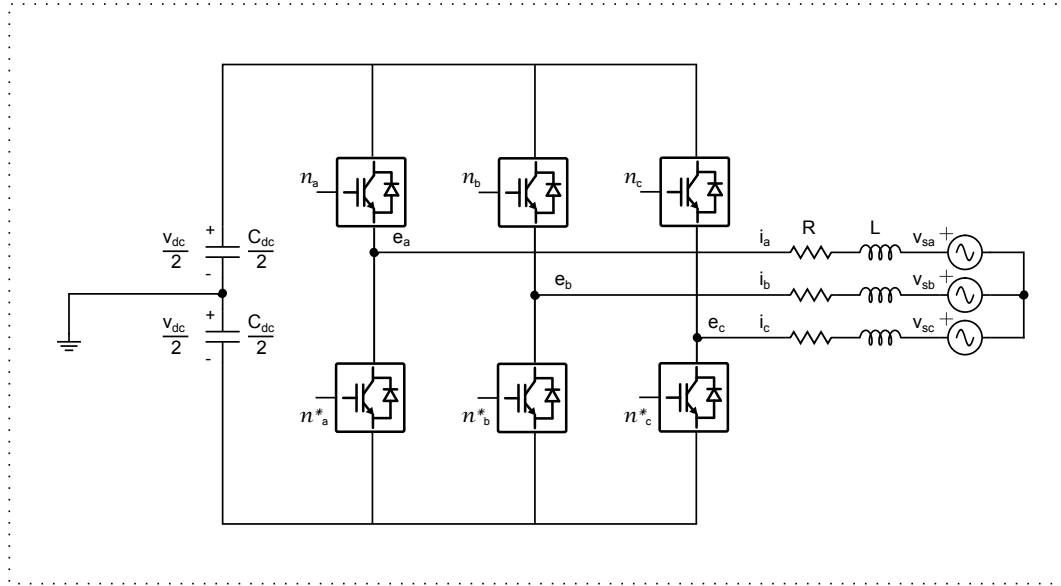


Figura 2.2: VSC básico de dos niveles

$$e_a = \eta_a \frac{v_{dc}}{2} \quad (2.1)$$

$$e_b = \eta_b \frac{v_{dc}}{2} \quad (2.2)$$

$$e_c = \eta_c \frac{v_{dc}}{2} \quad (2.3)$$

donde:

- η : representa el efecto promediado de la entrada del IGBT del dispositivo.
- v_{dc} : Es la tensión CC en el condensador.

En este circuito R y L representan respectivamente la resistencia interna, que produce las pérdidas propias del VSC, y la inductancia propia del elemento de interconexión a la red. La figura 2.3 muestra la representación de un circuito RL serie con dos fuentes de tensión [7].

Parte CA

Para obtener las ecuaciones características de la parte de corriente alterna del dispositivo se debe considerar cada fase por separado y aplicar la segunda ley de Kirchhoff, también conocida como ley de las mallas de Kirchhoff o LVK, resultando las siguientes ecuaciones:

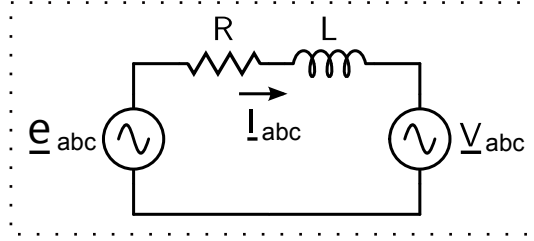


Figura 2.3: Circuito RL serie

$$e_a - Ri_a - L \frac{di_a}{dt} - v_{sa} = 0 \quad (2.4)$$

$$e_b - Ri_b - L \frac{di_b}{dt} - v_{sb} = 0 \quad (2.5)$$

$$e_c - Ri_c - L \frac{di_c}{dt} - v_{sc} = 0 \quad (2.6)$$

Parte en corriente continua (CC)

Para obtener el modelo en el lado de corriente continua se plantea un balance de potencias entre p^{ac} y p^{dc} y se considera que las pérdidas producidas en los IGBTs están representadas por la resistencia R ubicada entre las fuentes de tensión e_{abc} y v_{sabc} , por lo tanto: [8]

$$p^{ac} = p^{dc} \quad (2.7)$$

donde p^{ac} se calcula como la suma de las potencias en cada una de las fases, resultando la siguiente ecuación:

$$p^{ac} = p_a^{ac} + p_b^{ac} + p_c^{ac} \quad (2.8)$$

donde para la fase 'a' se tiene:

$$p_a^{ac} = i_a e_a \quad (2.9)$$

sustituyendo a e_a por su equivalente en la ecuación anterior resulta:

$$p_a^{ac} = i_a \eta_a \frac{v_{dc}}{2} \quad (2.10)$$

y de forma similar para las otras dos fases. De esta manera p^{ac} viene dada por:

$$p^{ac} = \frac{v_{dc}}{2} (i_a \eta_a + i_b \eta_b + i_c \eta_c) \quad (2.11)$$

Por otra parte p^{dc} viene definida por:

$$p^{dc} = v_{dc} i_d \quad (2.12)$$

donde:

$$i_d = C \frac{dv_{dc}}{dt} - i_{dc} \quad (2.13)$$

sustituyendo i_d en p_{dc} queda:

$$p^{dc} = v_{dc} \left(C \frac{dv_{dc}}{dt} - i_{dc} \right) \quad (2.14)$$

Reemplazando (2.11) y (2.14) en (2.7) se obtiene:

$$\frac{v_{dc}}{2} (i_a \eta_a + i_b \eta_b + i_c \eta_c) = \frac{v_{dc}}{2} \left(C \frac{dv_{dc}}{dt} - i_{dc} \right) \quad (2.15)$$

obteniéndose así la ecuación diferencial para la dinámica del bus de continua:

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} - (i_a \eta_a + i_b \eta_b + i_c \eta_c) - i_{dc} = 0 \quad (2.16)$$

De esta manera se obtiene un sistema de cuatro ecuaciones diferenciales no lineales que se pueden reescribir de la forma $\dot{x} = f(x, u)$:

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{L} (e_a - Ri_a - v_s a) \quad (2.17)$$

$$\frac{di_b}{dt} = \frac{1}{L} (e_b - Ri_b - v_s b) \quad (2.18)$$

$$\frac{di_c}{dt} = \frac{1}{L} (e_c - Ri_c - v_s c) \quad (2.19)$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} (i_{dc} + (i_a \eta_a + i_b \eta_b + i_c \eta_c)) \quad (2.20)$$

2.1.2. Modelo en dq0

Las ecuaciones diferenciales obtenidas en la subsección anterior definen el modelo de un VSC para valores de fase instantáneos, por lo que al simularlo se refleja que varía sinusoidalmente en el tiempo. Esta variación en el tiempo dificulta el desarrollo de las estrategias de control basadas en el modelo obtenido. Es en este punto donde la transformada de Park (también conocida como transformada dq0) juega un papel protagónico dado que permite trabajar con valores constantes en el tiempo sin eliminar las variaciones en los transitorios a controlar [6].

La transformada de Park consiste en multiplicar el sistema de ecuaciones en abc por una matriz $[T_p]$ para obtener un nuevo sistema dq0. De forma genérica se expresa de la siguiente forma [9] [10] :

$$\begin{bmatrix} d \\ q \\ 0 \end{bmatrix} = [T_p] \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

donde:

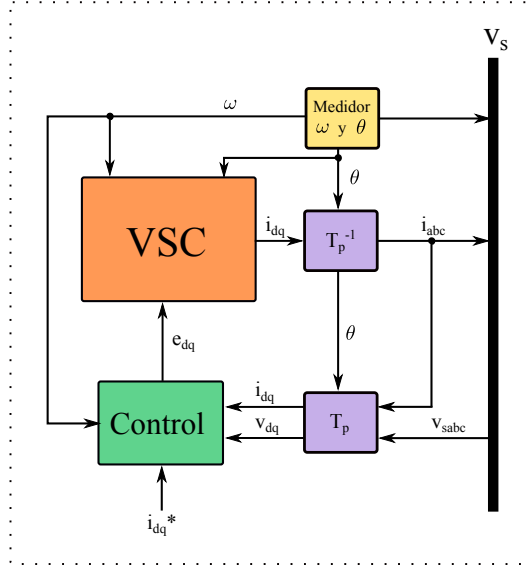


Figura 2.4: Diagrama de aplicación de T. de Park

$$T_p = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

y la inversa de T_p , representada por T_p^{-1} , viene dada por:

$$T_p^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

La figura 2.4 muestra como, de forma genérica, se aplica la transformada de Park a un VSC y su respectivo control conectados a un nudo de una red eléctrica.

La transformada de Park se le aplicará a las ecuaciones obtenidas en párrafos anteriores. Para facilitar el proceso las primeras 3 ecuaciones que definen el modelo del VSC se expresarán en forma matricial, considerando los siguientes vectores de variables [6]

$$i_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad v_{sabc} = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} \quad e_{abc} = \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

y las constantes R y L se representarán con las siguientes matrices:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Quedando las ecuaciones resumidas en:

$$e_{abc} - Ri_{abc} - L \frac{di_{abc}}{dt} - v_{sabc} = 0 \quad (2.26)$$

Aplicando la transformada a cada uno de los componentes de la ecuación anterior:

$$e_{sdq0} = T_p e_{sabc} \implies e_{sabc} = T_p^{-1} e_{sdq0} \quad (2.27)$$

$$i_{sdq0} = T_p i_{sabc} \implies i_{sabc} = T_p^{-1} i_{sdq0} \quad (2.28)$$

$$v_{sdq0} = T_p v_{sabc} \implies v_{sabc} = T_p^{-1} v_{sdq0} \quad (2.29)$$

Esto permite reemplazar los componentes en abc por sus equivalentes en dq0, quedando:

$$T_p^{-1} e_{sdq0} - RT_p^{-1} i_{sdq0} - LT_p^{-1} \frac{di_{sdq0}}{dt} - T_p^{-1} v_{sdq0} = 0 \quad (2.30)$$

y multiplicando la ecuación anterior por T_p , queda:

$$e_d - Ri_d - L \frac{di_d}{dt} + L\omega i_q - v_{sd} = 0 \quad (2.31)$$

$$e_q - Ri_q - L \frac{di_q}{dt} - L\omega i_d - v_{sq} = 0 \quad (2.32)$$

$$e_0 - Ri_0 - L \frac{di_0}{dt} - v_{s0} = 0 \quad (2.33)$$

Como se puede apreciar en las ecuaciones dq se agrega un quinto término, $L\omega i_{qd}$, el cual surge de la siguiente expresión:

$$T_p L \frac{dT_p^{-1} i_{dq0}}{dt} = L \frac{di_{dq0}}{dt} + T_p L \frac{dT_p^{-1}}{d\theta} i_{dq0} \quad (2.34)$$

Por otra parte se puede plantear la ecuación CC de forma vectorial como sigue:

$$(-\eta_{abc})^T i_{abc} = C \frac{v_{dc}}{dt} + i_{dc} \quad (2.35)$$

Utilizando la transformada para convertir las variables abc en dq0 se tiene:

$$-(T_p^{-1} \eta_{dq0})^T T_p^{-1} i_{dq0} = C \frac{v_{dc}}{dt} + i_{dc} \quad (2.36)$$

que al simplificar queda:

$$-\frac{3}{2} (\eta_d i_d + \eta_q i_q + \eta_0 i_0) = C \frac{dv_{dc}}{dt} - i_{dc}. \quad (2.37)$$

De lo desarrollado anteriormente se obtiene el modelo promediado en coordenadas dq0 que representa la dinámica de un VSC:

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L} [e_d - Ri_d + L\omega i_q - v_{sd}] \quad (2.38)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L} [e_q - Ri_q - L\omega i_d - v_{sq}] \quad (2.39)$$

$$\frac{di_0}{dt} = \frac{1}{L} [e_0 - Ri_0 - v_{s0}] \quad (2.40)$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \left[i_{dc} + \frac{3}{2} (\eta_d i_d + \eta_q i_q + \eta_0 i_0) \right] \quad (2.41)$$

De estas ecuaciones se trabajará por el momento solo con las (2.38) y (2.39) debido a que con estas se controlará la potencia de salida del VSC que será inyectada a la red bajo estudio.

2.1.3. Conversión a valores en por unidad (pu)

Para facilitar los cálculos y evitar errores al momento de plantear las unidades de medida de las diferentes magnitudes y elementos que intervienen en el modelo matemático planteado se propone trabajar con valores en por unidad (pu). Para esto se procede a dividir dichas ecuaciones obtenidas anteriormente por I_{base} y L_{base} :

$$\frac{L}{L_{base}} \frac{di_d}{dt} \frac{1}{I_{base}} = \frac{1}{L_{base} I_{base}} [e_d - Ri_d + L\omega i_q - v_{sd}] \quad (2.42)$$

$$\frac{L}{L_{base}} \frac{di_q}{dt} \frac{1}{I_{base}} = \frac{1}{L_{base} I_{base}} [e_q - Ri_q - L\omega i_d - v_{sq}] \quad (2.43)$$

$$(2.44)$$

donde L_{base} es igual a:

$$L_{base} = \frac{Z_{base}}{\omega_{base}} \quad (2.45)$$

Escribiendo a L_{base} en función de Z_{base} y ω_{base} en el lado derecho de la ecuación y simplificando quedan los términos expresados en valores pu:

$$\frac{di_d^{pu}}{dt} = \left(\frac{\omega_{base}}{L^{pu}} \right) (e_d^{pu} - R^{pu} i_d^{pu} + L^{pu} \omega^{pu} i_q^{pu} - v_{sd}^{pu}) \quad (2.46)$$

$$\frac{di_q^{pu}}{dt} = \left(\frac{\omega_{base}}{L^{pu}} \right) (e_q^{pu} - R^{pu} i_q^{pu} - L^{pu} \omega^{pu} i_d^{pu} - v_{sq}^{pu}) \quad (2.47)$$

$$(2.48)$$

2.1.4. Estrategias de control

El sistema de control juega un papel fundamental al momento de utilizar un VSC para aprovechar una fuente de energía solar, eólica, etc. Esto es debido a que especificándole una señal de consigna o referencia en su entrada es capaz de hacer que

el dispositivo inyecte o absorba energía eléctrica a la red de acuerdo a las necesidades reales del sistema en cada momento.

Para controlar el VSC modelado anteriormente se utilizan dos estrategias de control básicas. La primera basada en un control a lazo abierto y la segunda basada en un control a lazo cerrado. La primera se utiliza gracias a que al modelo con el que se valida lo desarrollado anteriormente se le han eliminado las dinámicas por razones de simplicidad del software. Por otra parte, el modelo propio sí posee todas sus dinámicas con el fin de acercarse lo más posible a la realidad del funcionamiento del dispositivo. A continuación se describen ambos controles utilizados.

Cabe destacar que para facilitar el desarrollo de los controladores se linealizaron las ecuaciones que representan la planta, en este caso el VSC.

Control a lazo abierto

El control a lazo abierto normalmente se utiliza en modelos que no poseen dinámica, aunque también es posible utilizarlos en aquellos modelos que poseen dinámicas. Se caracteriza fundamentalmente en que la salida de la planta a controlar no tiene influencia alguna sobre la entrada de la misma, por lo tanto a cada entrada del sistema le corresponde una condición de operación fija. De forma más específica, se podría definir este tipo de control como aquel sistema en que solo actúa el proceso sobre la señal de entrada y da como resultado una señal de salida independiente a la señal de entrada, pero basada en la misma. Esto significa que no hay retroalimentación hacia el controlador para que éste pueda ajustar la acción de control, es decir, la señal de salida del VSC no se convierte en señal de entrada para el controlador [11] [12]

Las características principales de este tipo de control son:

- Ser sencillos y de fácil concepto.
- Nada asegura su estabilidad ante una perturbación.
- La salida no se compara con la entrada.
- Ser afectado por las perturbaciones. Éstas pueden ser tangibles o intangibles.
- La precisión depende de la previa calibración del sistema.
- Se debe tener un modelo exacto del elemento a controlar.
- Se debe conocer perfectamente los parámetros a utilizar en el control del modelo.

En este trabajo se utiliza este tipo de control debido a que, como se especificó anteriormente, al Static generator del Digsilent se le ha anulado las dinámicas por lo que no se hace necesario utilizar un tipo de control complejo. En este basta con fijar una referencia (i_{dq}^*) en la entrada para calcular la señal de tensión (e_{dq}) que debe tener la planta y así obtener la salida deseada.

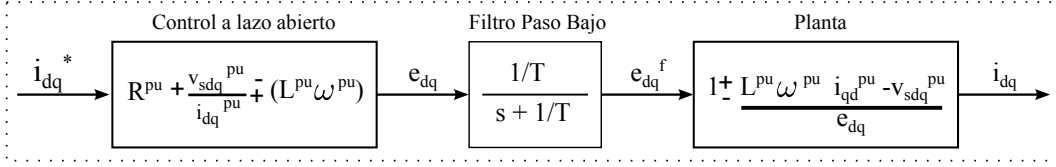


Figura 2.5: Esquema de control a lazo abierto de la planta

La figura 2.5 muestra la representación del control a lazo abierto utilizado en este caso.

Siendo i_{dq} la variable a controlar se calcula, a través del control, el valor de e_{dq} necesario para obtenerla. A dicho control se le especifica una i_{dq}^* en su entrada que se reflejará en la salida del convertidor. Esto se consigue utilizando las ecuaciones 2.46 y 2.47 del modelo obtenido y se agregan dos nuevas ecuaciones algebraicas que imponen restricciones para obtener las corrientes deseadas a la salida del dispositivo:

$$\left(\frac{\omega^{base}}{L^{pu}}\right) (e_d^{pu} - R^{pu} i_d^{pu} + L^{pu} \omega^{pu} i_q^{pu} - v_{sd}^{pu}) = 0 \quad (2.49)$$

$$\left(\frac{\omega^{base}}{L^{pu}}\right) (e_q^{pu} - R^{pu} i_q^{pu} + L^{pu} \omega^{pu} i_d^{pu} - v_{sq}^{pu}) = 0 \quad (2.50)$$

$$i_d - i_d^* = 0 \quad (2.51)$$

$$i_q - i_q^* = 0 \quad (2.52)$$

Para alcanzar la solución de este sistema algebraico se determina el estado estacionario de las corrientes i_{dq} y las entradas necesarias para conseguir que estas alcancen el valor deseado. Como es de esperar, por ser un sistema algebraico sencillo, la solución en este caso se alcanza de forma simple:

$$e_d = R^{pu} i_d^{pu*} - L^{pu} \omega^{pu} i_q^{pu*} + v_{sd}^{pu} \quad (2.53)$$

$$e_q = R^{pu} i_q^{pu*} - L^{pu} \omega^{pu} i_d^{pu*} + v_{sq}^{pu} \quad (2.54)$$

En este caso la corriente de referencia i_{dq}^* viene establecida por una potencia activa de referencia p^* , una potencia reactiva de referencia q^* y las pérdidas propias del VSC. De esto surge la necesidad de establecer un elemento de cálculo que dependiendo de sus valores de consigna establezca una corriente de referencia para control del VSC.

Las ecuaciones que definen a p^* y q^* son:

$$p^* = v_{sd} i_d^* + v_{sq} i_q^* + i_d^{*2} R \quad (2.55)$$

$$q^* = v_{sq} i_d^* - v_{sd} i_q^* \quad (2.56)$$

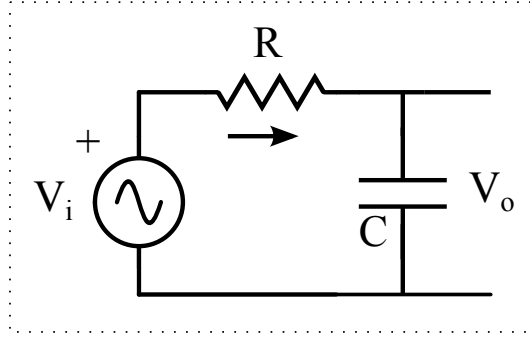


Figura 2.6: Circuito eléctrico del filtro paso bajo

de donde despejando se obtienen las corrientes i_{dq}^* , resultando:

$$i_d^* = -\frac{v_{sd}^2 + v_{sq}^2 - \sqrt{v_{sd}^4 + v_{sq}^4 + 2v_{sd}^2v_{sq}^2 + 4R(p^*v_{sd}^2 + q^*v_{sd}v_{sq})}}{2Rv_{sd}} \quad (2.57)$$

$$i_q^* = -\frac{2Rq^*v_{sd} + v_{sq}^3 + v_{sq}(v_{sd}^2 - \sqrt{v_{sd}^4 + v_{sq}^4 + 4Rv_{sd}^2p^* + 4Rq^*v_{sd}v_{sq} + 2v_{sd}^2v_{sq}^2})}{2Rv_{sd}^2} \quad (2.58)$$

Por otra parte, se ha utilizado un filtro paso bajo con el fin de eliminar las oscilaciones de alta frecuencia que pudieran surgir tras la actuación de alguno de los controles que mantienen estable la planta PV. El circuito eléctrico de un filtro de este tipo se muestra en la figura 2.6 de donde se obtiene su función de transferencia, mostrada en la figura 2.5, donde:

- v_i : Es la tensión de entrada del filtro, en este caso equivalente a e_{dq} .
- v_o : Es la tensión de salida del filtro, en este caso e_{dq}^f .
- R : Resistencia del circuito.
- C : Condensador del circuito.

En la figura 2.5 “ T ” representa el producto RC del circuito mostrado en 2.6 con el cual se define la frecuencia de corte como:

$$f = \frac{1}{2\pi RC} \quad (2.59)$$

Control a lazo Cerrado

El control a lazo cerrado se utiliza en modelos que poseen dinámicas y se caracteriza fundamentalmente en que la salida de la planta tiene una participación activa en el proceso de control. Este tipo de control mantiene una relación prescrita entre la salida antes mencionada y la entrada de referencia, siendo esta la diferencia entre

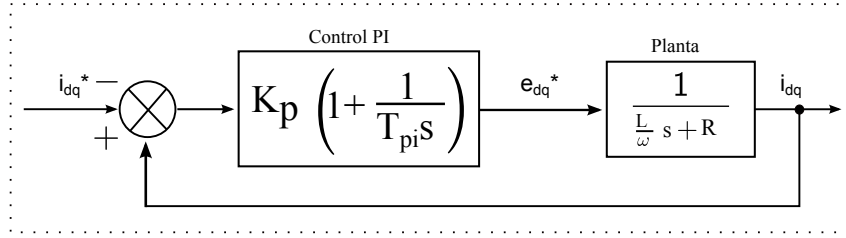


Figura 2.7: Esquema de control a lazo cerrado de la planta

ambas señales (conocida como error), comparándolas y usándolas como medio de control a fin de reducir el error y llevar la salida del sistema a un valor deseado [11] [12].

Sus características son:

- Ser complejos, pero amplios en cantidad de parámetros.
- La salida se compara con la entrada y le afecta para el control del sistema.
- Su propiedad de retroalimentación.
- Ser más estable a perturbaciones y variaciones internas.

En este trabajo se utiliza esta estrategia de control proporcional-integral (PI) sobre el modelo desarrollado. Como no se han eliminado las dinámicas éste necesita de un controlador más complejo y eficiente al momento de calcular las consignas de tensión e_{dq} para especificar una corriente de salida, i_{dq} , basadas en una corriente de referencia i_{dq}^* . La figura 2.7 muestra el control PI utilizado en este caso.

En los VSC las tensiones de entrada e_{dq} poseen un fuerte acoplamiento con las corrientes de salida i_{dq} por lo que se han planteado dos sistemas del tipo Una Entrada- Una salida, SISO (del inglés simple input-simple output). Luego se utiliza un controlador tipo PI (Proporcional-Integral) para cada sistema y así comparar la salida con la referencia a seguir para obtener la nueva salida deseada. Para poder comparar la salida con la referencia se establecen las ecuaciones del error antes mencionado, que son:

$$e_{id} = i_d - i_d^* \quad (2.60)$$

$$e_{iq} = i_q - i_q^* \quad (2.61)$$

De igual forma se plantean las integrales de estos errores como:

$$\frac{d\xi_{id}}{dt} = e_{id} \quad (2.62)$$

$$\frac{d\xi_{iq}}{dt} = e_{iq} \quad (2.63)$$

A partir de simulaciones se puede determinar que i_d varía más con cambios en e_q y que i_q varía más con cambios en e_d , como se podrá comprobar en la sección de simulaciones.

De esta manera se utiliza la siguiente estrategia de control PI para ambas variables:

$$u_d = K_p e_{id} + \frac{K_p}{T_{pi}} \xi_{id} \quad (2.64)$$

$$u_q = K_p e_{iq} + \frac{K_p}{T_{pi}} \xi_{iq} \quad (2.65)$$

donde u_{dq} surge de la agrupación algebraica de e_{dq}^{pu} , $L^{pu} \omega^{pu} i_{dq}^{pu}$ y v_{dq}^{pu} en las ecuaciones 2.46 y 2.47 al momento de desarrollar la linealización, siendo estas:

$$u_d = e_d^{pu} + L^{pu} \omega^{pu} i_q^{pu} - v_{sd}^{pu} \quad (2.66)$$

$$u_q = e_q^{pu} - L^{pu} \omega^{pu} i_d^{pu} - v_{sq}^{pu} \quad (2.67)$$

y de las cuales se despejan e_d y e_q respectivamente:

$$e_d^{pu} = u_d - L^{pu} \omega^{pu} i_q^{pu} + v_{sd}^{pu} \quad (2.68)$$

$$e_q^{pu} = u_q + L^{pu} \omega^{pu} i_d^{pu} + v_{sq}^{pu} \quad (2.69)$$

Las constantes K_p y T_{pi} son respectivas las ganancias proporcional e integral del PI. Estas ganancias son parte del diseño propio del controlador y se obtienen a través de los diferentes métodos existentes, como el método geométrico, teoría clásica de control, simulaciones prueba y error, etc.

2.1.5. Validación del modelo

La validación es el proceso de contrastar las respuestas del modelo desarrollado con las del modelo real. Para verificar la veracidad de las ecuaciones diferenciales desarrolladas que modelan la forma de actuar del dispositivo que se estudia, se comparan las respuestas de estas ya sea con un modelo experimental a escala o bien solo con simulaciones digitales. Se puede considerar que ambas formas de verificación son válidas teniendo en cuenta que ninguna de las dos reproducen exactamente la realidad del dispositivo que se modela ya que gracias a las simplificaciones topológicas que se suelen realizar en el modelo a escala y las simplificaciones matemáticas que se realizan en el modelo simulado se obtienen resultados con un margen de error, que dependerán de diversos factores, por lo que no se debe olvidar que siempre los resultados serán solo aproximaciones de la realidad del dispositivo [6].

Para la validación del modelo del VSC desarrollado en secciones anteriores, al igual que para todas las simulaciones posteriores, se utilizó el software Digsilent PowerFactory por entender que éste es una poderosa herramienta para simulación de sistemas eléctricos de potencia y además que es muy amigable al usuario.

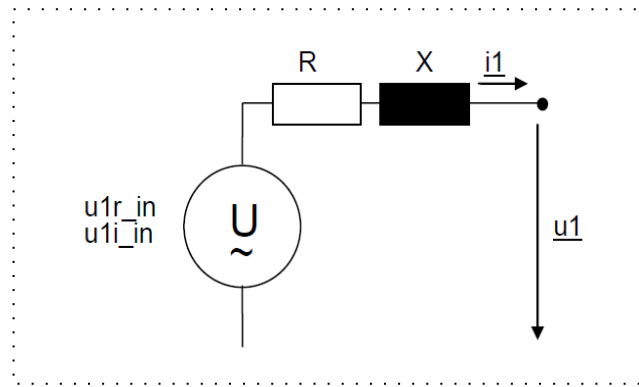


Figura 2.8: Circuito equivalente del modelo de fuente de tensión de DigSilent

El modelo se validó simulando la dinámica del VSC y comparándola con la dinámica del static generator del Digsilent, el cual posee características circuitales iguales a las del VSC bajo estudio. Para ello se establecieron las mismas condiciones de funcionamiento (potencia activa inyectada, potencia reactiva inyectada, pérdidas, reactancia de acoplamiento, etc.) y se le especificó a ambos los mismos parámetros de eventos en sus respectivas entradas.

El Staic generator del DigSilent Power Factory es un modelo que se utiliza para representar cualquier tipo de generador no rotatorio ya que la característica principal de estos es que están conectados a la red a través de un convertidor estático. La gráfica 2.8 muestra el circuito correspondiente static generator cuando trabaja como modelo de fuente de tensión, donde:

$$u1r_{in} + ju1i_{in} = \underline{u1} + z\underline{i1}$$

$$\text{con } \underline{z} = R + jX$$

2.1.6. Simulaciones

El propósito de las simulaciones consiste en validar el modelo obtenido en secciones anteriores y compararlo con un modelo considerado como bueno y válido. Como se mencionó en ocasiones anteriores se utilizará el software Digsilent Power Factory por ser considerado uno de los mejores en la simulación de sistemas eléctricos y en la representación de fenómenos electromecánicos y electromagnéticos.

La figura 2.9 muestra la conexión del VSC y sus respectivos controles simulados en DigSilent Power Factory.

Simulación Modelo VSC

La simulación del VSC consiste en modelar las ecuaciones obtenidas y aplicarle un evento en la simulación, el cual realiza un cambio en la amplitud de la tensión de entrada (e_{ri}), a la vez de que se le aplique el mismo evento al static genetator

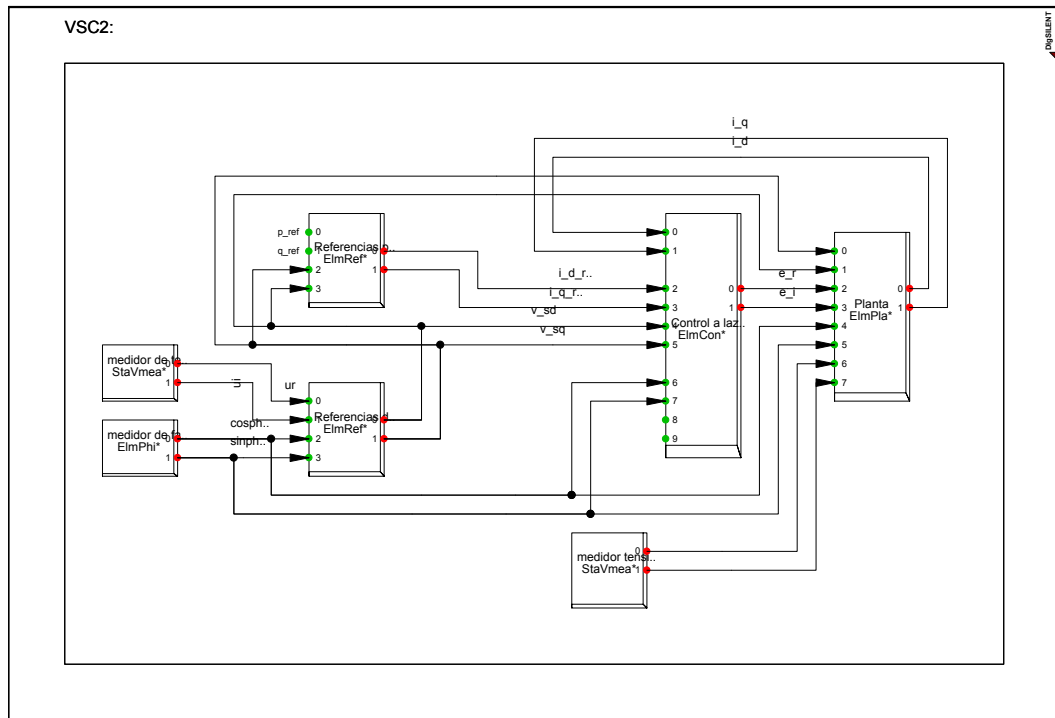


Figura 2.9: Esquema de simulación del VSC y su control

modelado por Digsilent y verificar la dinámica de ambos comparando las i_{dq} de sus salidas. En este caso se utiliza una tensión real e imaginaria (e_{ri}) en la entrada del modelo obtenido porque así está diseñado el modelo del Digsilent, partiendo de las tensiones e_{dq} se obtienen las tensiones (e_{ri}) de la siguiente forma:

$$e_r = e_d \cos \phi - e_q \sin \phi \quad (2.70)$$

$$e_i = e_q \cos \phi + e_d \sin \phi \quad (2.71)$$

La figura 2.10 muestra el esquema básico que se modela y de donde se obtienen los resultados que se comparan para la validación del modelo obtenido.

La figura 2.11 muestra los resultados de la validación de forma gráfica en donde se puede apreciar que el modelo obtenido del VSC actúa de forma casi idéntica al modelo del Static Generator integrado en Digsilent Power Factory.

Como se puede observar en la gráfica 2.11 la diferencia entre ambos modelos radica en que el modelo desarrollado en este trabajo posee dinámica, mientras que en el modelo del static generator del Digsilent esta ha sido suprimida. La dinámica en el modelo obtenido no ha sido suprimida para reflejar mejor la realidad del mismo en relación a la estabilidad del sistema eléctrico al que se vaya a conectar.

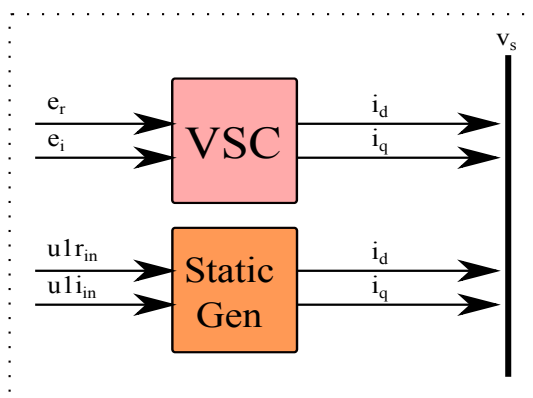


Figura 2.10: Esquema básico de validación del VSC

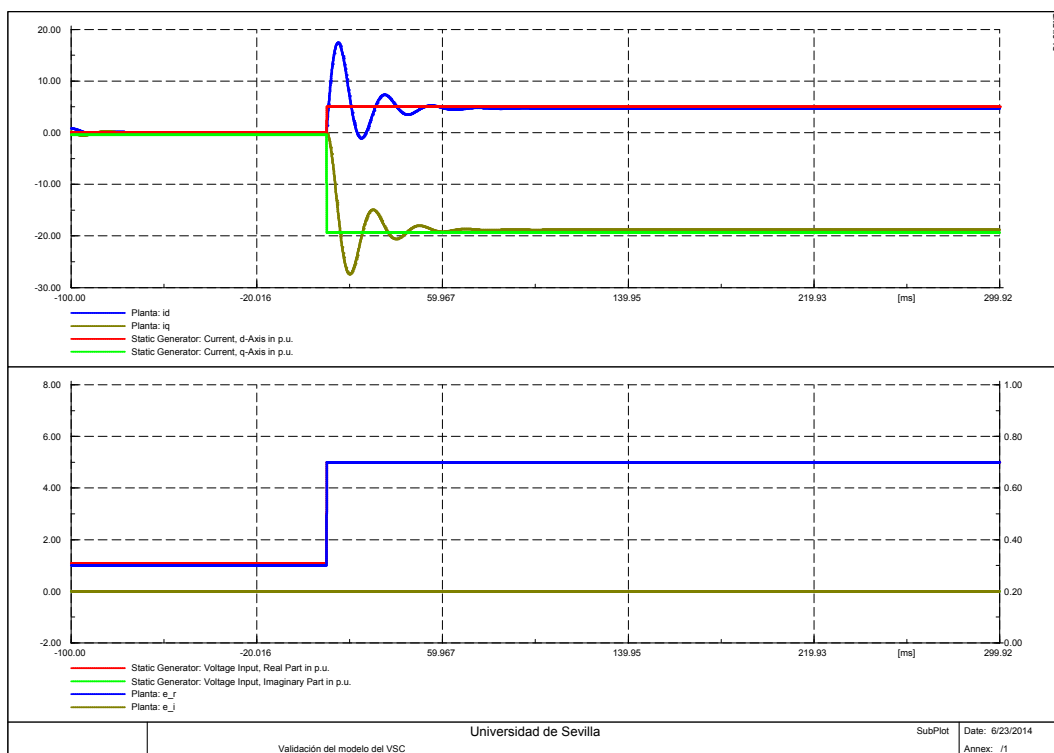


Figura 2.11: Simulación del VSC

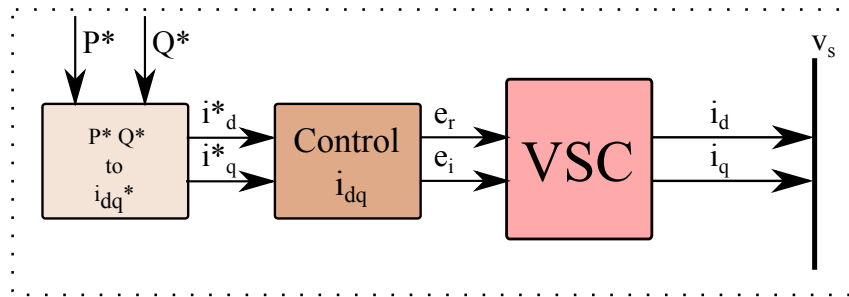


Figura 2.12: Esquema básico del control del VSC

Simulación Modelo VSC con control lazo abierto

En la siguiente simulación se exponen los resultados del control a lazo abierto utilizado al suprimir la dinámica de las ecuaciones que representan al modelo obtenido. Cabe destacar que, al igual que en el control a lazo cerrado, se ha utilizado un control secundario cuya única función es calcular las corrientes de referencia i_{dq}^* a partir de una potencia activa (p^*) y una potencia reactiva (q^*) especificadas en la entrada del mismo.

La figura 2.12 muestra el esquema básico que se modela y de donde se obtienen los resultados que se comparan para la validación del funcionamiento del control, este esquema es válido tanto para el control a lazo abierto como para el control a lazo cerrado.

La figura 2.13 muestra la actuación del control bajo estudio comparando las corrientes de referencia (i_{dq}^*) con las corrientes i_{dq} de salida del dispositivo. De igual manera la misma figura muestra la relación tensión e_{ri} con las corrientes i_{dq} donde se puede apreciar que la corriente i_d es proporcional a la tensión e_i , como se especificó en párrafos anteriores. Por último la figura muestra el evento realizado en la simulación, donde p^* disminuye de 0.8 a 0.4 pu.

Simulación Modelo VSC con control lazo cerrado

En la siguiente simulación se presenta las respuestas del VSC cuando se utiliza un control a lazo cerrado. Al igual que en el caso anterior se exponen los resultados del funcionamiento del control sobre el VSC comparando las referencias i_{dq}^* con la salida i_{dq} obtenidas a través de la potencia de referencia p^* y de la tensión e_{ri} a la entrada del control de secundario y primario del VSC respectivamente.

En la figura 2.14 se puede observar que el seguimiento de las corrientes i_{dq} es prácticamente idéntico al de las corrientes i_{dq}^* con la diferencia que el control a lazo cerrado elimina los cambios bruscos en la salida del dispositivo a controlar, en este caso el VSC.

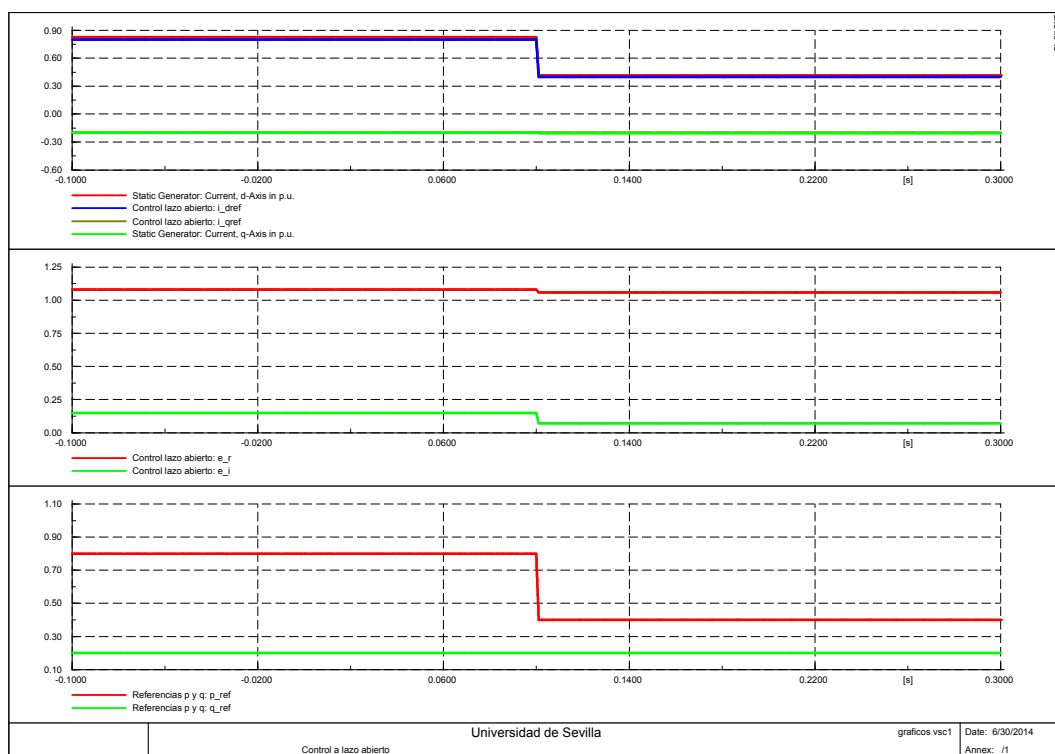


Figura 2.13: Simulación del control a lazo abierto

2.2. Condensador CC

El condensador se caracteriza por ser el encargado de filtrar la tensión del lado de CC, para que esta sea lo más constante posible, de no haber un condensador conectado en paralelo a la entrada del VSC en el lado de CC existiría un contenido armónico muy grande.

A diferencia del modelo del VSC, el cual se trabajó en valores pu., el modelo del condensador se desarrolla en unidades internacionales debido a que las capacitancias utilizadas son tan pequeñas que resulta mas conveniente este método que convertirlos a pu.

2.2.1. Modelo

Para obtener la ecuación que modela la dinámica del condensador se utiliza la Ley de las corrientes de Kirchhoff, también conocida como LCK, que establece que la suma de las corrientes que entran en un nudo es igual a la suma de las corrientes que salen del mismo y teniendo en cuenta que el condensador se conecta de forma paralela a la salida del panel fotovoltaico (de donde fluye una corriente i_{pv}) y de la parte CC del VSC (de donde fluye una corriente i_{dc}), como se muestra en la figura 2.15, se puede determinar el cambio en la tensión del mismo como:

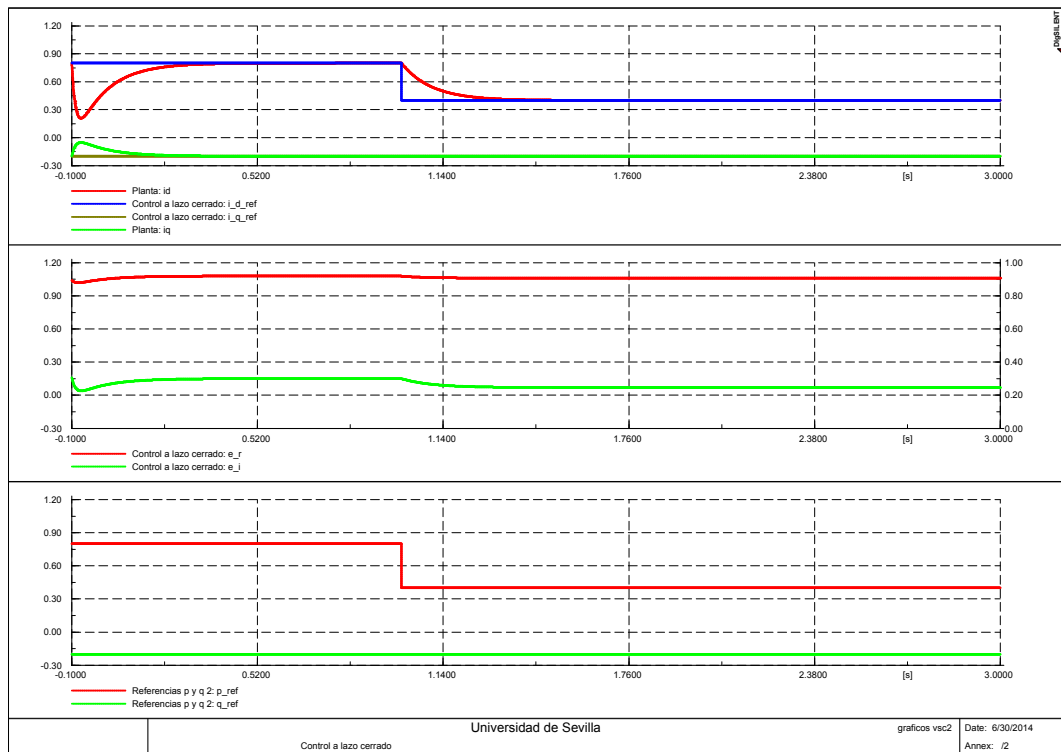


Figura 2.14: Simulación del control a lazo cerrado

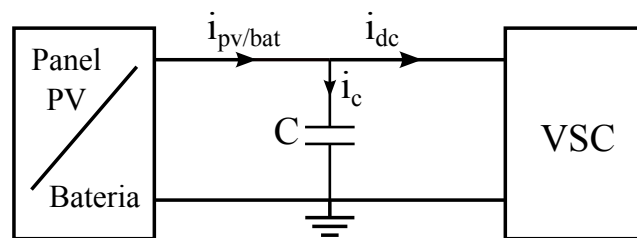


Figura 2.15: Diagrama de flujo de corrientes en bus CC

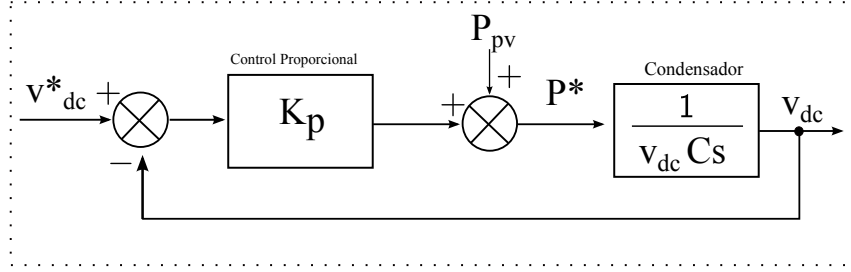


Figura 2.16: Control proporcional del condensador

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{i_c}{C} \quad (2.72)$$

Donde:

$$i_c = i_{pv} - i_{dc}$$

Por lo que sustituyendo en 2.72 queda:

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}(i_{pv} - i_{dc}) \quad (2.73)$$

i_{pv} es un valor que, como se dijo anteriormente, lo fija el panel fotovoltaico según la potencia disponible en cada momento mientras que i_{dc} se obtiene con la potencia p_{dc} y la tensión v_{dc} :

$$i_{dc} = \frac{p_{dc}}{v_{dc}} \quad (2.74)$$

$$i_{pv} = \frac{p_{pv}}{v_{dc}} \quad (2.75)$$

siendo p_{dc} igual a la potencia p_{ac} medida a la salida del VSC y p_{pv} la potencia entregada por el panel fotovoltaico, como se estableció en secciones anteriores.

2.2.2. Estrategias de control

Como estrategia de control para el condensador CC se plantea un control proporcional que se utiliza para mantener la tensión en el bus de continua lo más constante posible. Este control está compuesto básicamente por un control proporcional, cuya salida se obtiene de multiplicar el error producido entre la referencia v_{dc}^* y la salida v_{dc} , por una ganancia K_p . Para facilitar el desarrollo de este control se linealizó la ecuación 2.73.

La figura 2.16 refleja cómo es utilizado el control proporcional para calcular la p^* necesaria en la entrada del condensador para mantener estable la tensión v_{dc} . Esta misma potencia es la que se utilizará para calcular las corrientes i_{dq}^* que se usan en el control del VSC explicado en secciones anteriores.

donde K_p es definido como:

$$K_p = \frac{v_{dc}C}{T_d} \quad (2.76)$$

siendo:

- v_{dc} : es la tensión del condensador medida en voltios.
- C : es la capacitancia del condensador faradios.
- T_d : es la constante deseada para la actuación del control en cuestión.

Al multiplicar la constante proporcional K_p por el error de tensión CC (e_{vdc}), que se obtiene de la ecuación 2.77, y adicionándole a p_{pv} se obtiene la potencia de referencia (p^*) necesaria para mantener estable la tensión v_{dc} . La ecuación 2.78 muestra de forma matemática lo expresado en las líneas anteriores. Cabe destacar que esta potencia es la que se utilizará para calcular las corrientes i_{dq}^* que se usan en el control del VSC explicado en secciones anteriores.

$$e_{vdc} = v_{dc}^* - v_{dc} \quad (2.77)$$

$$p^* = e_{vdc}K_p + p_{pv} \quad (2.78)$$

2.2.3. Validación del modelo

Para validar el modelo obtenido del condensador y su sistema de control se modeló la ecuación y se verificó el funcionamiento de la misma de forma gráfica, observándose cómo se mostrará en las simulaciones, primero, si no hay nada que controle la tensión del dispositivo, esta se va a infinito en el tiempo cuando está en vacío y a cero (0) cuando se le conecta una carga.

La dinámica del condensador queda validada al verificar que el comportamiento es exactamente igual al de un condensador convencional.

2.2.4. Simulaciones

En el caso del condensador se desarrollaron varias simulaciones, la primera para demostrar el funcionamiento del mismo en vacío y la segunda para verificar y validar su comportamiento cuando está conectado a los demás dispositivos modelados hasta el momento.

La figura 2.17 muestra la conexión del VSC, el condensador y sus respectivos controles simulados en DigSilent Power Factory.

Condensador en vacío

La figura 2.18 muestra el funcionamiento en vacío del condensador donde se observa que la tensión tiende a infinito y la corriente i_{dc} tiende a cero (0) mientras i_{pv} se mantiene constante debido a que es establecida por el panel PV y el funcionamiento del condensador no la afecta.

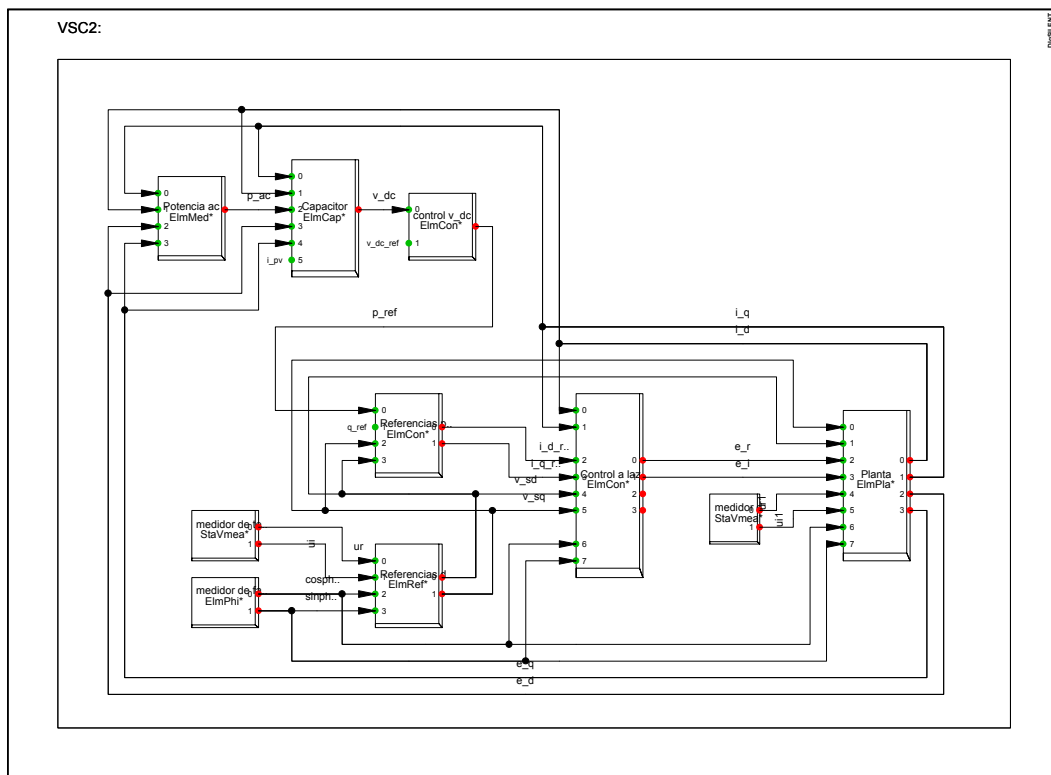


Figura 2.17: Esquema de simulación del VSC con condensador y controles

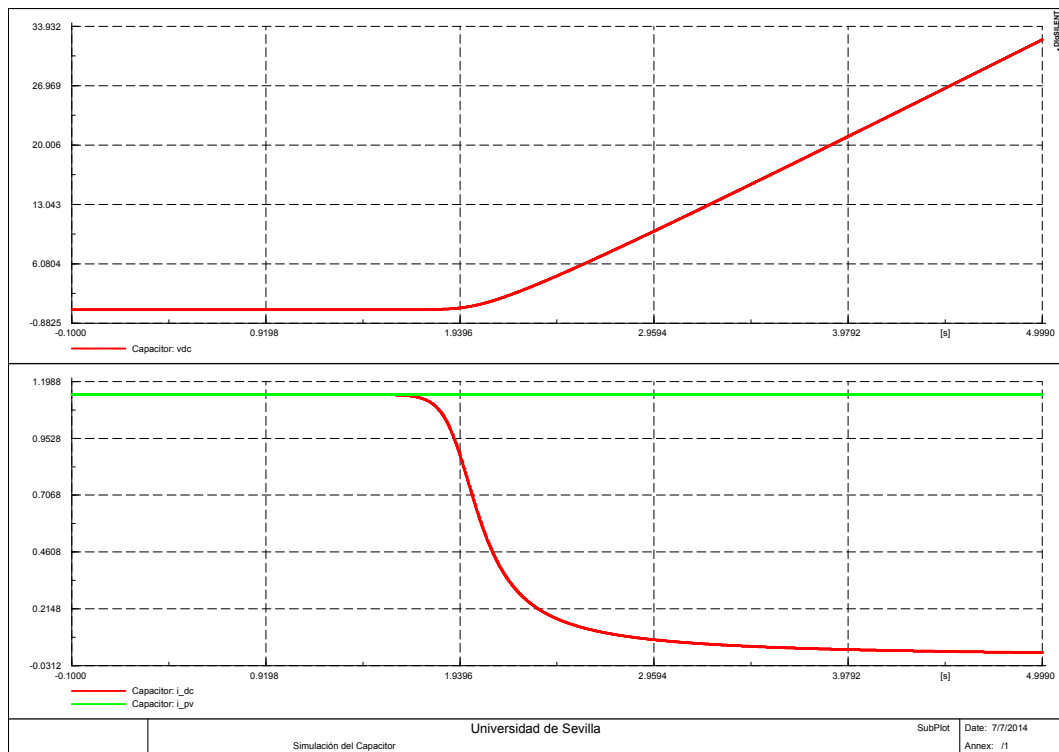


Figura 2.18: Simulación condensador en vacío

Condensador conectado al VSC

La figura 2.19 muestra el esquema básico que se modela y de donde se obtienen los resultados que se comparan para la validación del funcionamiento de los diferentes elementos. La figura 2.20 muestra la tensión del condensador conectado al bus CC del VSC, las corrientes que circulan a través del condensador y la potencia de salida del mismo al ser controlado con la estrategia tipo P (proporcional) explicada en subsecciones anteriores. En esta figura se puede observar cómo una vez iniciada la simulación, la tensión en el condensador se estabiliza y se mantiene constante a lo largo del tiempo. Además, en la misma figura se muestra como ante la pequeña variación de la tensión en el momento inicial no afecta la potencia de salida del VSC.

2.3. Panel fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos conforman el corazón de un sistema de conversión de energía solar a eléctrica. Su función es captar la radiación solar y convertirla en electricidad, permitiendo aprovechar una fuente primaria, limpia y de bajo coste.

En esta sección se trabaja a partir de las curvas V-I y V-P de un fabricante específico de paneles solares a través de las cuales se tomaron los valores que suponen una potencia óptima a la salida de estos en todo momento.

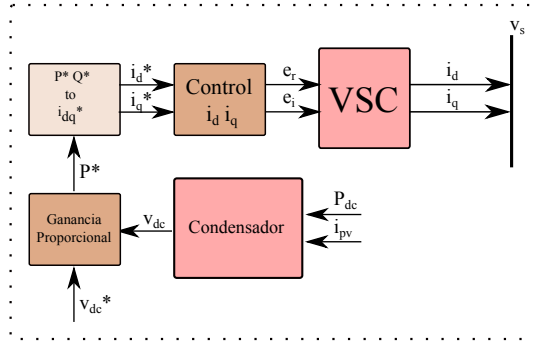


Figura 2.19: Esquema básico del condensador conectado al VSC

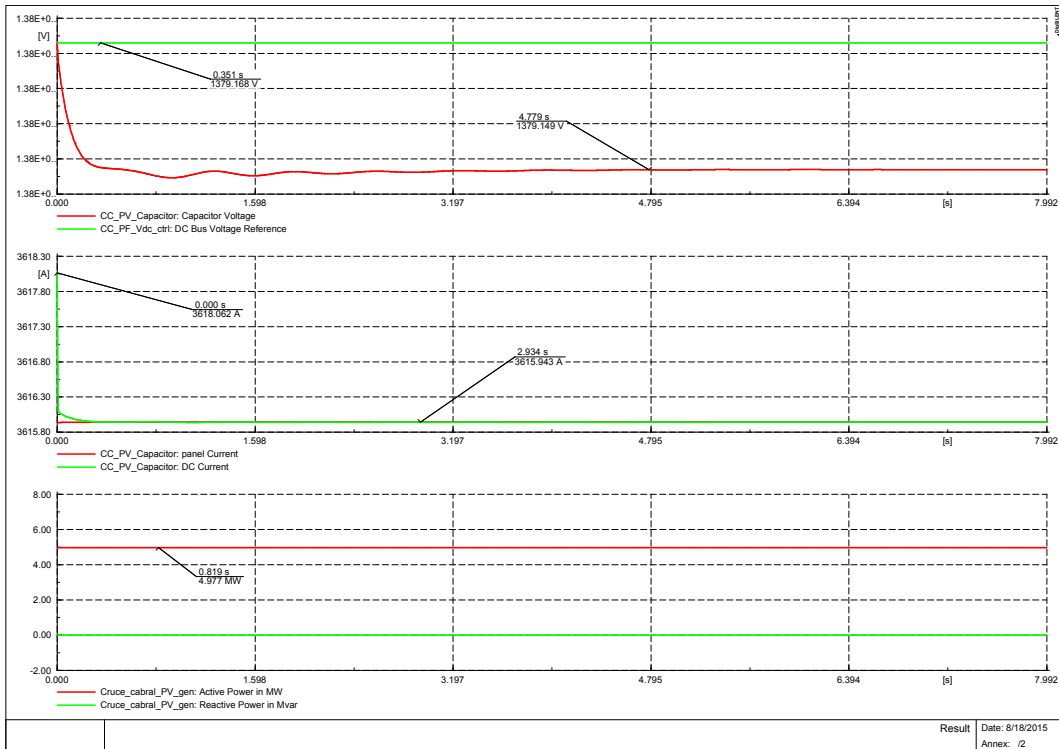


Figura 2.20: Simulación condensador conectado al VSC

2.3.1. Modelo

Para desarrollar el modelado del conjunto de paneles PV se trabajó con el modelo de un solo panel y se utilizaron multiplicadores para la corriente de salida de acuerdo a la cantidad de elementos conectados en paralelo y divisores para la tensión de entrada de acuerdo a la cantidad de elementos conectados en serie.

El panel fotovoltaico utilizado en este trabajo se modeló tomando como referencia las curvas de funcionamiento Corriente-Potencia vs. Tensión de un panel existente en el mercado [13], de donde se obtuvieron los valores de corriente y potencia óptimos para el nivel de tensión v_{dc} establecido por el condensador. Para esto se desarrolló una función "Lookup table" matricial la cual, introduciéndole la irradiancia y la tensión del panel, calcula la corriente i_{pv} que debería entregar el mismo. La figura 2.21 muestra las curvas $v - i$ y $v - P$ señaladas anteriormente.

Como parte del modelo del panel también se desarrolló una función que determina los valores iniciales de la irradiancia, la tensión en el bus de continua y la potencia del panel. En el caso de la irradiancia se compara la potencia inicial de la planta con la curva Potencia-Irradiancia mostrada en la figura 2.21. Una vez obtenida esta, se calcula la tensión v_{dc} utilizando una función "Lookup table" matricial la cual determina cual será la magnitud inicial de la tensión, según esta figura, para que a la irradiancia calculada se obtenga la potencia de salida deseada.

La potencia disponible en un panel fotovoltaico depende en gran medida de la irradiancia que incide sobre la superficie del mismo, así como de la temperatura acumulada en las celdas y de la tensión a la que el panel está sometido [14].

Como se muestra en la misma figura, la potencia y la corriente de salida del panel depende de la temperatura, la irradiancia y de la tensión a la que está sometido. Para optimizar su rendimiento se utiliza un MPPT (del inglés Maximum Power Point Tracking).

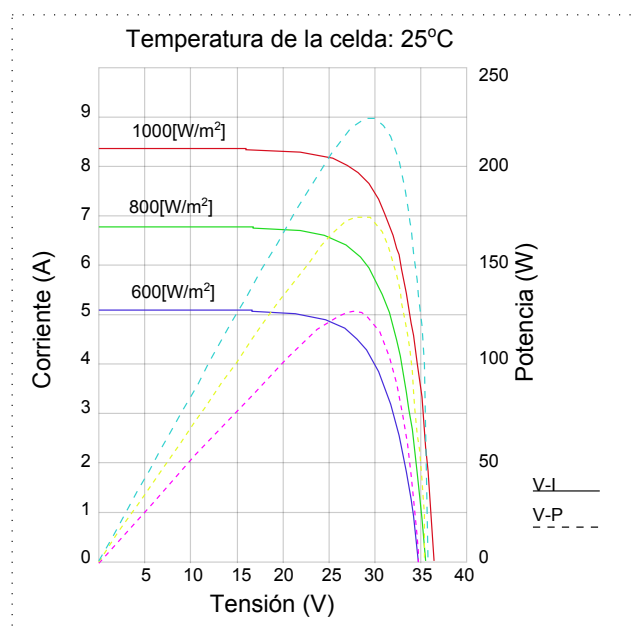


Figura 2.21: Curva Corriente-Potencia vs. Tensión

2.3.2. Estrategias de control

Es un hecho que las condiciones climáticas son variables en cada momento por lo que la radiación solar disponible para generar electricidad a través de paneles solares nunca es la misma. Para controlar las variaciones en el panel fotovoltaico según la irradiancia incidente, la temperatura y otros factores se utiliza un "anizador del punto de máxima potencia", mejor conocido como MPPT (del inglés "Maximum power point tracking"). Su función es establecer la tensión óptima a la que debe trabajar el panel fotovoltaico para aprovechar al máximo la potencia disponible a cada momento.

En este trabajo se utiliza una función "Lookup table" matricial para determinar la tensión óptima a la que el panel debe ser sometido para aprovechar y eficientizar al máximo su uso. En este caso la función compara la curva P-V con respecto al nivel de irradiancia incidente sobre el panel con el fin de determinar cuál debe ser el nivel de tensión óptimo de trabajo. En la figura 2.21 se pueden observar, en rayas discontinuas, las curvas P-V características para diferentes niveles de irradiancia en el panel utilizado.

2.3.3. Simulaciones

El propósito de las simulaciones del panel PV, y su respectivo control MPPT, es demostrar que los artificios matemáticos utilizados para calcular los puntos de funcionamiento realmente son válidos al compararlos con las curvas correspondientes.

La figura 2.22 muestra la conexión del VSC, el condensador, el panel PV y sus respectivos controles simulados en DigSilent Power Factory.

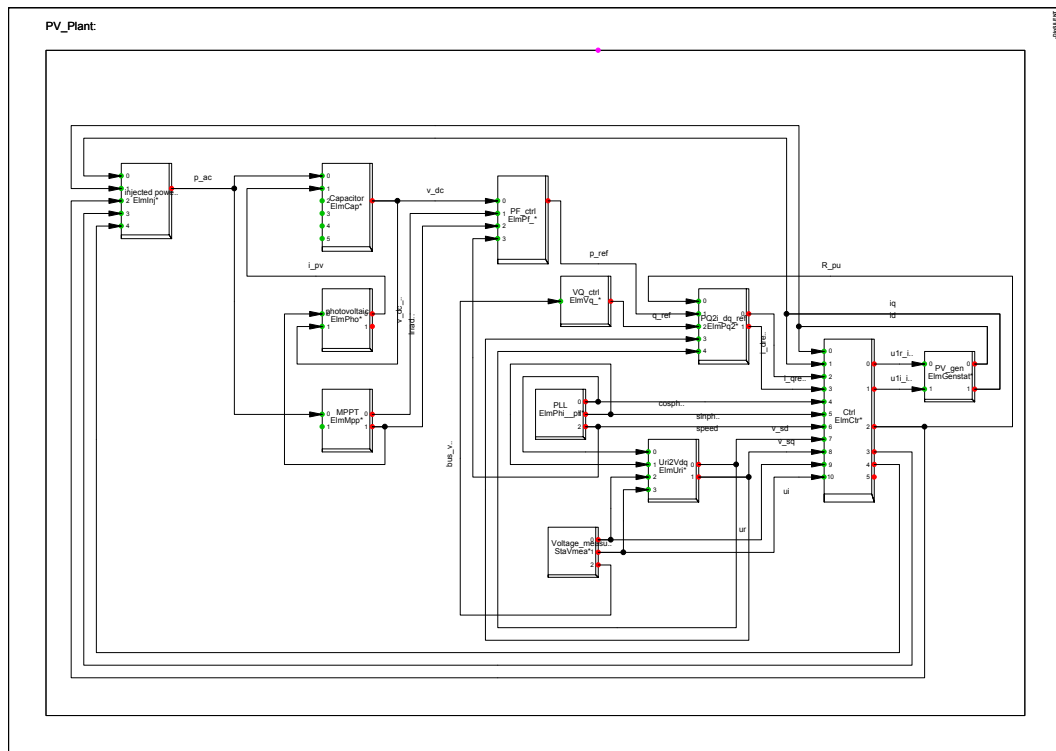


Figura 2.22: Esquema del VSC con condensador, Panel PV y controles

En este caso se utilizan las simulaciones realizadas con el propósito de validar el funcionamiento del panel solar y el MPPT modelados en secciones anteriores. Al igual que en ocasiones anteriores se utiliza el DigSilent PowerFactory.

A diferencia de ocasiones anteriores, en las cuales se comparaba el modelo desarrollado con el del fabricante del software de simulación, en este caso se comparan los resultados obtenidos de las simulaciones con los ofrecidos por el fabricante del panel [15], vistos en la tabla 2.21.

La figura 2.23 muestra el comportamiento del panel fotovoltaico y el MPPT modelados a lo largo de un tiempo. Como se puede observar, el modelo determina la corriente y la tensión óptimas para mantener la potencia inicial especificada a la salida de la planta. Además, se observa que a lo largo de toda la simulación las magnitudes obtenidas se mantienen completamente constantes.

2.4. Battery Energy Storage System

Los BESS (del inglés Battery Energy Storage System) se definen como sistemas de almacenamiento de energía en baterías que, gracias a su velocidad de respuesta ante cambios en la red, poseen un amplio abanico de aplicaciones entre los cuales se pueden mencionar:

- Corrección de huecos de tensión.

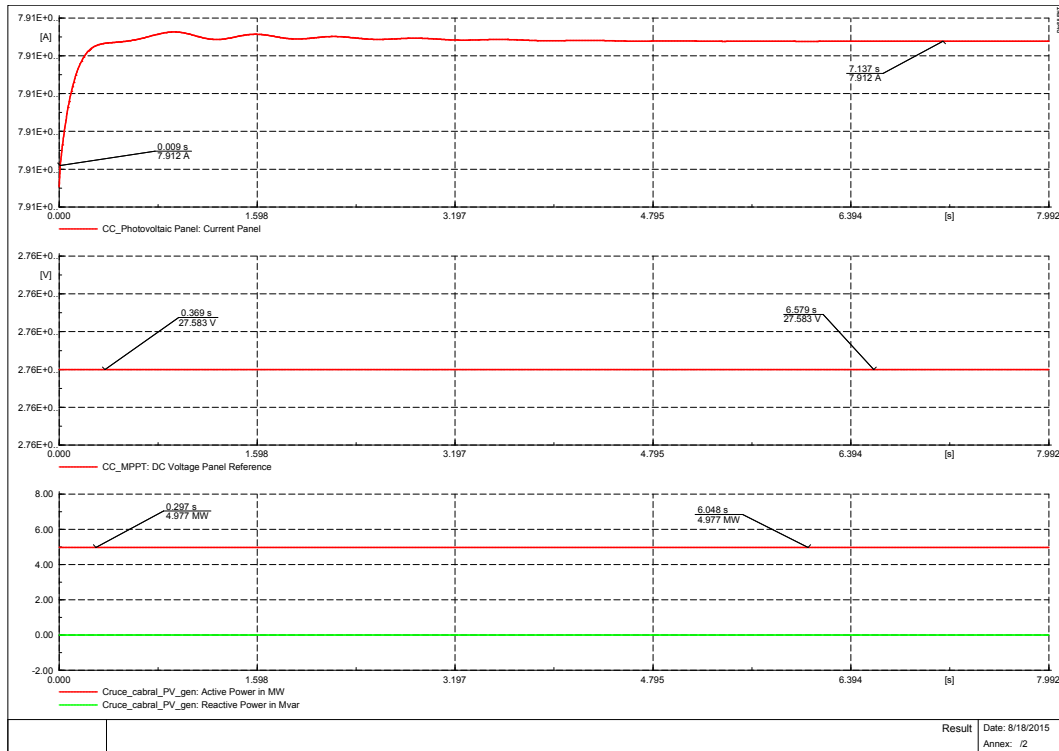


Figura 2.23: Simulación del panel PV y MPPT

- Nivelación de la carga.
- Minimizar la reserva rodante, por tanto mejora el costo de explotación de la red.
- Aporte en el arranque autónomo del sistema tras la ocurrencia de un apagón.
- Compensación de reactiva.
- Apoyo a la calidad de energía a corto plazo.

Por lo tanto, el BESS aumenta la estabilidad y seguridad del sistema, lo que ayuda a la integración de las energías renovables y pospone la expansión de la red [16].

En el caso del control de la frecuencia estos dispositivos funcionan de forma que para pequeñas desviaciones se cargan o descargan según sea necesario. Cuando hay problemas de sobre-frecuencias en la red actúa como una carga y cuando hay sub-frecuencias actúa como un generador inyectando la energía almacenada, siendo los tiempos de respuesta mucho más cortos que en las tecnologías convencionales.

En el caso de la estabilidad de gran perturbación puede mejorar el rendimiento del control de frecuencia mediante las combinaciones BESS-Deslaste de carga por baja frecuencia y BESS-salida de generación por alta frecuencia [17].

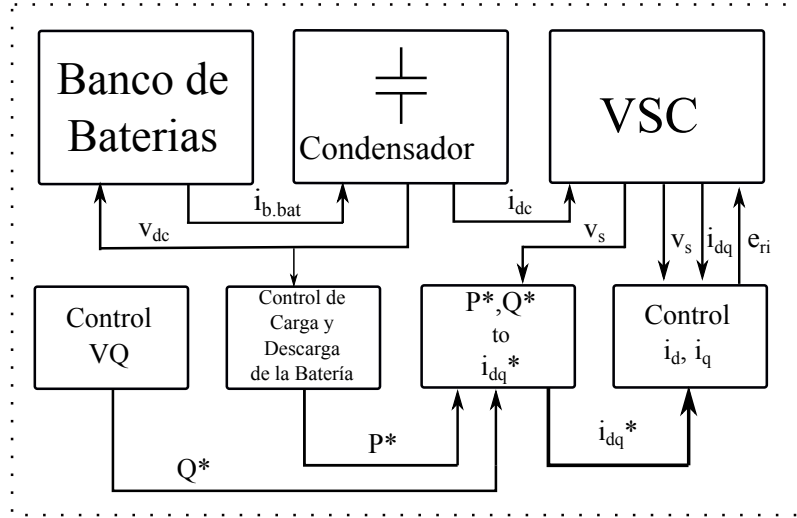


Figura 2.24: Diagrama básico de operación de una fuente de generación con baterías

De igual forma en el caso del control de tensión puede mantener un constante seguimiento a los cambios de tensión en barras inyectando o consumiendo reactiva para evitar o reducir las inestabilidades que se pudieran producir a raíz de los huecos de tensión.

Por otra parte, su estructura se compone de convertidores de potencia (en este caso VSC), sistemas de control y baterías por lo que se procederá con el desarrollo del modelo de las baterías y su respectivo sistema de control a utilizarse. La figura 2.24 muestra el diagrama básico de operación de un sistema BESS.

2.4.1. Modelo

Para desarrollar el banco de baterías se trabajó en base al modelo de una sola batería y se utilizaron multiplicadores para la corriente y divisores para la tensión de esta.

La figura 2.25 muestra el circuito eléctrico que caracteriza la batería que se modela. Aplicando Ley de Ohm y haciendo algunas simplificaciones, se obtienen las ecuaciones de i_{bat} que permiten modelar el funcionamiento de la misma. Estas ecuaciones son:

$$i_{bat} = \frac{v_0 - v_{c1} - v_{bat}}{R_0} \quad (2.79)$$

$$i_{r1} = \frac{v_{c1}}{R_1} \quad (2.80)$$

$$i_{c1} = i_{bat} - i_{r1} \quad (2.81)$$

$$\frac{dv_{c1}}{dt} = \frac{1}{C} i_{c1} \quad (2.82)$$

$$V_{bat} = \frac{V_{dc}}{e_{serie}} \quad (2.83)$$

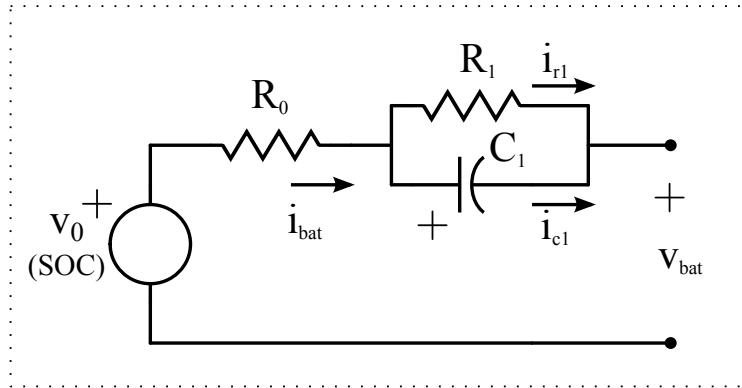


Figura 2.25: Circuito básico de una batería

donde:

i_{bat} : Es la corriente que fluye desde la batería hacia el VSC.

i_{r1} : Es la corriente que pasa a través de la resistencia R_1 .

i_{c1} : Es la corriente que pasa a través del condensador C_1 .

V_{bat} : Es la tensión de entrada de la batería.

v_0 : Es la tensión interna de la batería definida por el estado de carga de la misma.

e_{serie} : Es el numero de elementos conectados en serie para alcanzar la tensión V_{dc} nominal.

Una vez obtenida i_{bat} que fluye a través de una batería esta se multiplica por la cantidad de elementos conectados en paralelo ($e_{paralelo}$) para obtener la corriente de entrada $i_{b,bat}$ del condensador, por lo que:

$$i_{b.bat} = i_{bat} e_{paralelo} \quad (2.84)$$

La tensión v_0 se obtiene utilizando una función "Lookup table", cuyos valores se obtuvieron de un fabricante de baterías, a través de la cual se puede obtener el valor de dicho parámetro de acuerdo al SOC (del inglés "State of Charge") de la batería. La figura 2.26 muestra la curva de descarga de la batería, en la cual se relaciona la tensión V_0 con el estado de carga "soc" modelada cuando la batería se descarga entregando una corriente infinitesimal (en verde). La misma figura muestra la tensión en terminales de la batería cuando esta entrega una corriente equivalente al 30% de la corriente que puede entregar una hora la misma.

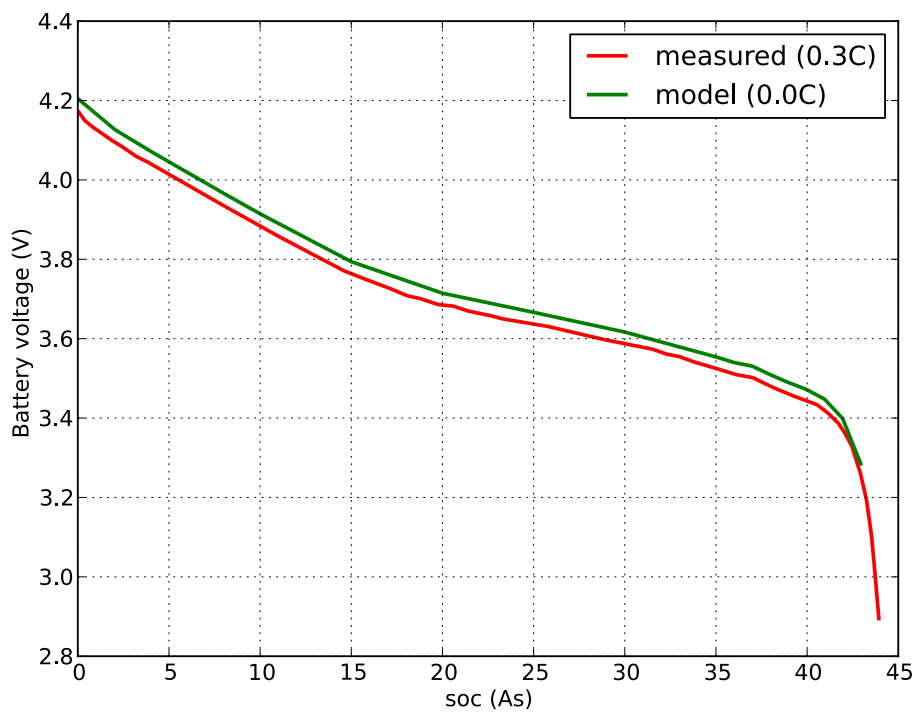


Figura 2.26: Curva de Descarga de la Batería

2.4.2. Estrategias de control

La estrategia de control implementada para mantener estable los componentes del BESS es más sencilla, aunque igual de eficaz que la utilizada en la generación fotovoltaica. Esto se debe a que, para el sistema BESS modelado en este trabajo, la tensión del condensador se establece a partir del estado de carga (SOC) del banco de baterías utilizado.

El sistema de control del BESS se encarga de mantener el banco de baterías en un nivel de explotación óptimo. Ante problemas de subfrecuencia, en los que este inyecta la energía almacenada, la curva de descarga característica de las baterías nunca alcanzará valores que expongan las baterías a daños permanentes. De igual forma, el sistema de control limita la cantidad de carga que absorbe el BESS de la red cuando se presentan problemas de sobre-frecuencia para garantizar que las baterías no reciban más de la que puedan acumular y de esta forma maximizar la vida útil de la misma.

Todos los parámetros que limitan las actividades de carga y descarga de las baterías en el BESS son fijados en base a observaciones de dos factores. El primero, es la dirección del flujo de potencia en la salida del BESS, es decir, si la potencia de salida es positiva (inyectando a la red) o negativa (consumiendo de la red). El segundo factor es el estado de carga de la batería, (*soc*), con el cual se miden las tensiones máximas y mínimas de trabajo para evitar inestabilidades y daños permanentes en las mismas. Para esto se han utilizado varias "Lookup tables", las cuales a partir de los estados ya mencionados, determinan las actuaciones en la salida del BESS.

Para la salida de este control, p^* , se han planteado dos ecuaciones. La primera, la ecuación 2.85, se activa si el BESS está consumiendo energía de la red y la segunda, la ecuación 2.86, se activa si se está entregando energía a la red.

$$p^* = (p_0^* + \Delta p)F_c \quad (2.85)$$

$$p^* = (p_0^* + \Delta p)F_d \quad (2.86)$$

donde:

- p_0^* : Potencia de referencia en el momento anterior.
- Δp : Cambio en la potencia de referencia inyectada o consumida. (se trata en secciones posteriores)
- F_c : Factor de carga de la batería.
- F_d : Factor de descarga de la batería.

La figura 2.27 muestra la rampa que define la dependencia de F_c y F_d con respecto a la tensión v_{cell} en una de las celdas que conforman el banco de baterías.

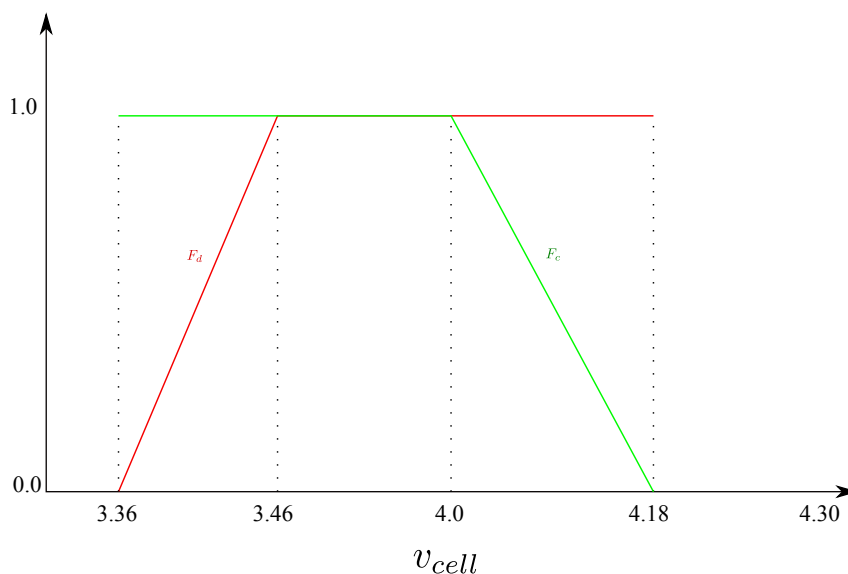


Figura 2.27: Curva de factores de carga y descarga del BESS

2.4.3. Simulaciones

El propósito de la simulación del banco de baterías y del BESS es verificar y validar las ecuaciones, y las funciones “Lookup table”, utilizadas para modelar el funcionamiento de todos los elementos implicados. También se busca validar su interacción entre todos los elementos que componen un BESS.

La figura 2.28 muestra la conexión del VSC, el condensador, las baterías y sus respectivos controles simulados en DigSilent Power Factory.

Una vez desarrollada la simulación se puede comprobar que la corriente de salida i_{bat} es la deseada dejando a la vista que el modelo utilizado puede ser considerado como bueno y válido.

La figura 2.29 muestra el comportamiento de la tensión v_{cell} en cada batería de forma individual, así como la tensión interna de esta (v_0) y la corriente i_{cell} que circula. Cabe destacar que para esta simulación se ha modelado la velocidad de descarga de la batería 100 veces más rápido de lo que es en realidad con el fin de disminuir el tiempo de simulación y reflejar resultados extrapolables para fines de validaciones.

Por otra parte, en la figura 2.30 se muestra el resultado de la simulación del BESS entregando inicialmente 5 MVA a la red. En esta, se aprecian los cambios en las tensiones V_0 y V_{cell} de una de las celdas que conforman el banco de baterías. De igual forma, se observa el cambio a lo largo del tiempo en las corrientes I_{bat} y I_{dc} que circulan a través del condensador. También, se muestra cómo a lo largo del tiempo, y después que la tensión en la batería disminuye hasta cierto valor, el sistema de control actúa variando la potencia entregada por el BESS hasta hacerla llegar a los 0 MVA.

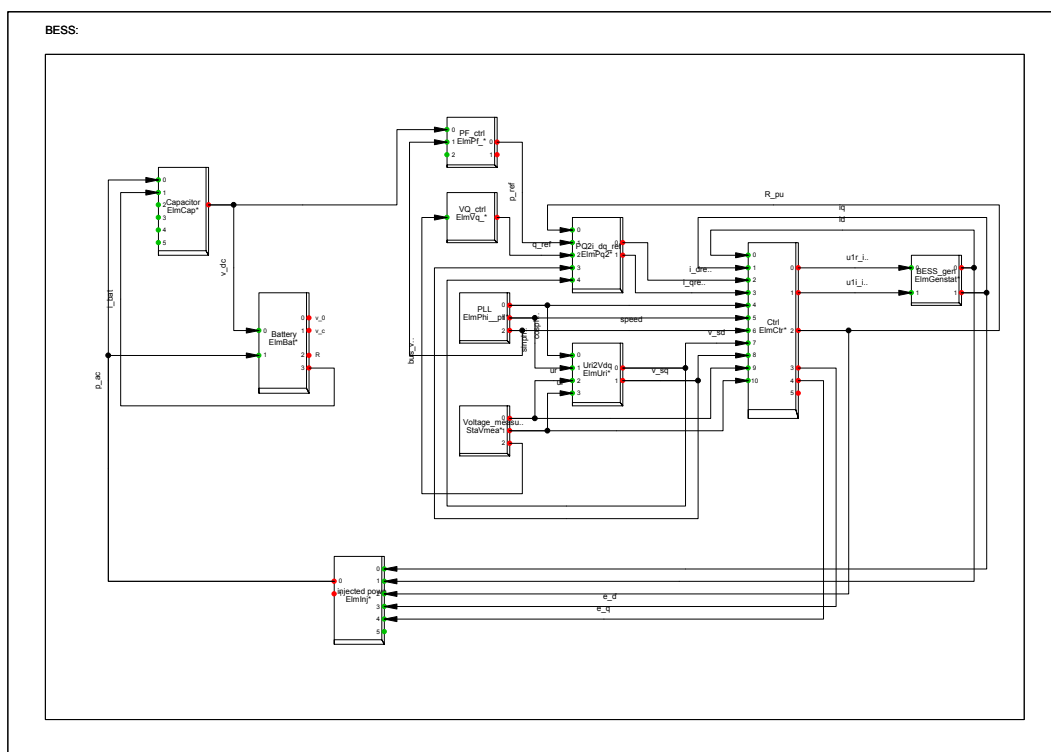


Figura 2.28: Esquema del BESS

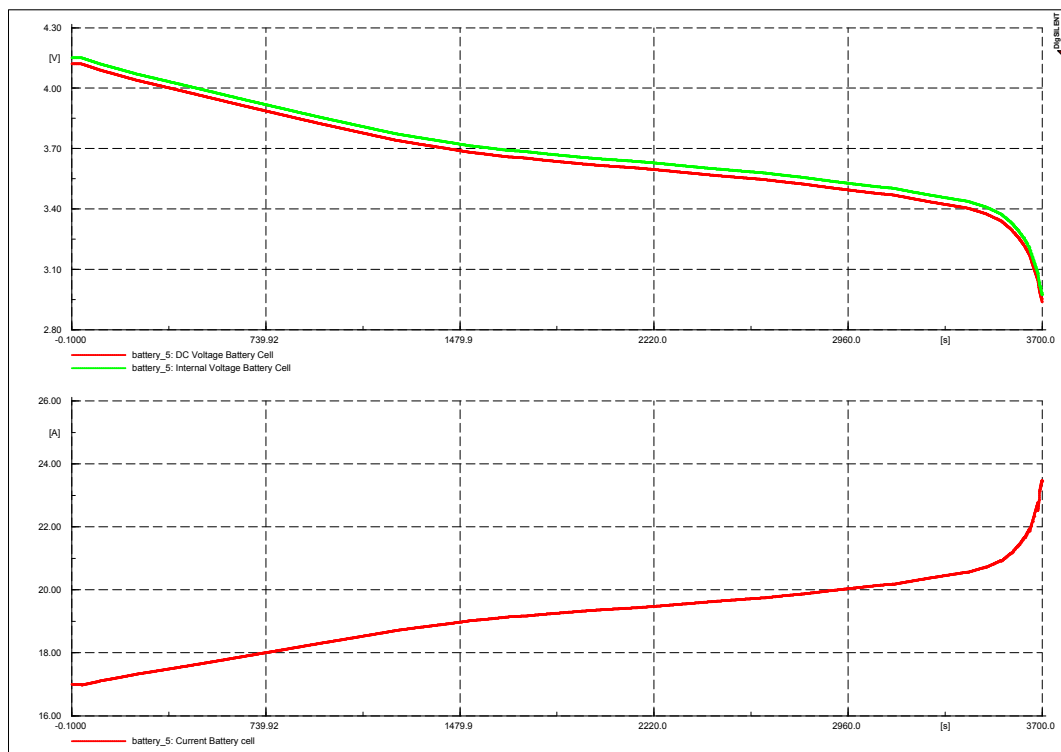


Figura 2.29: Simulación de descarga de la Batería

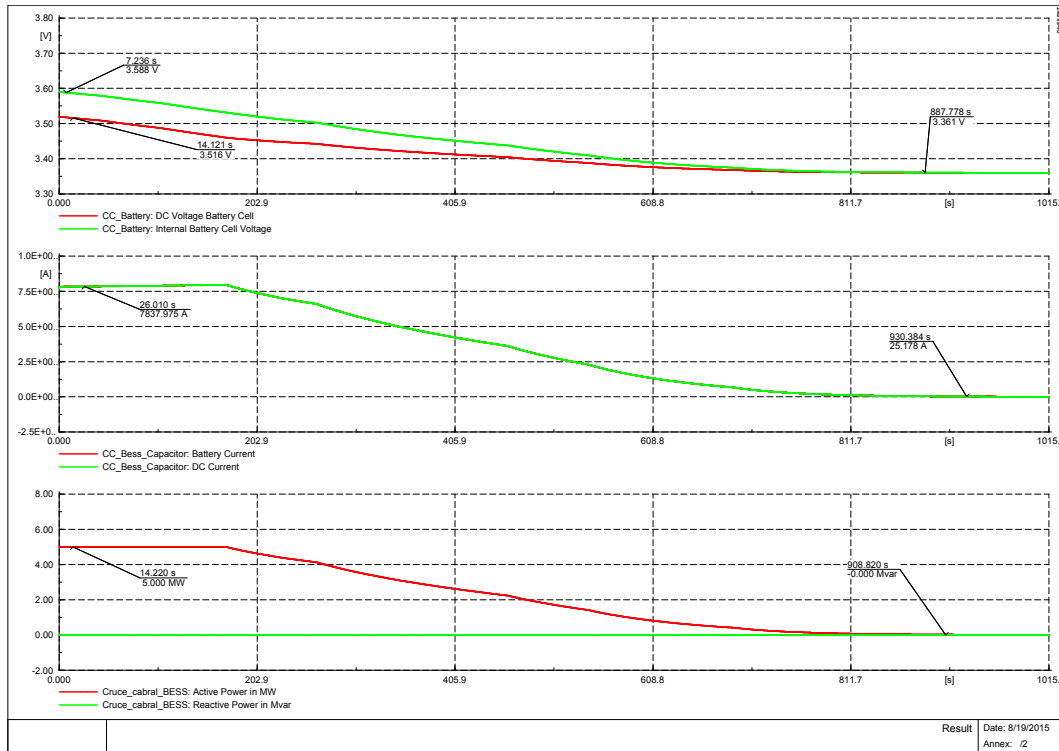


Figura 2.30: Simulación del Sistema BESS

De igual forma, la figura 2.31 muestra el resultado de la simulación del BEES consumiendo inicialmente 5 MVA de la red. En esta, se aprecian los cambios en las tensiones V_0 y V_{cell} de una de las celdas que conforman el banco de baterías. De igual forma, se observa el cambio a lo largo del tiempo en las corrientes I_{bat} y I_{dc} que circulan a través del condensador. También, se muestra cómo a lo largo del tiempo, y después que la tensión en la batería sube hasta cierto nivel, el sistema de control actúa variando la potencia absorbida por el BESS hasta hacerla llegar a 0 MVA.

Cabe destacar que, al igual que en simulaciones anteriores, la velocidad de carga y descarga de la batería se ha aumentado 100 veces para acelerar el proceso de simulación, siendo los resultados totalmente extrapolables a la realidad. Así mismo, en ambas simulaciones se ha partido de un estado de carga igual al 70% de su capacidad.

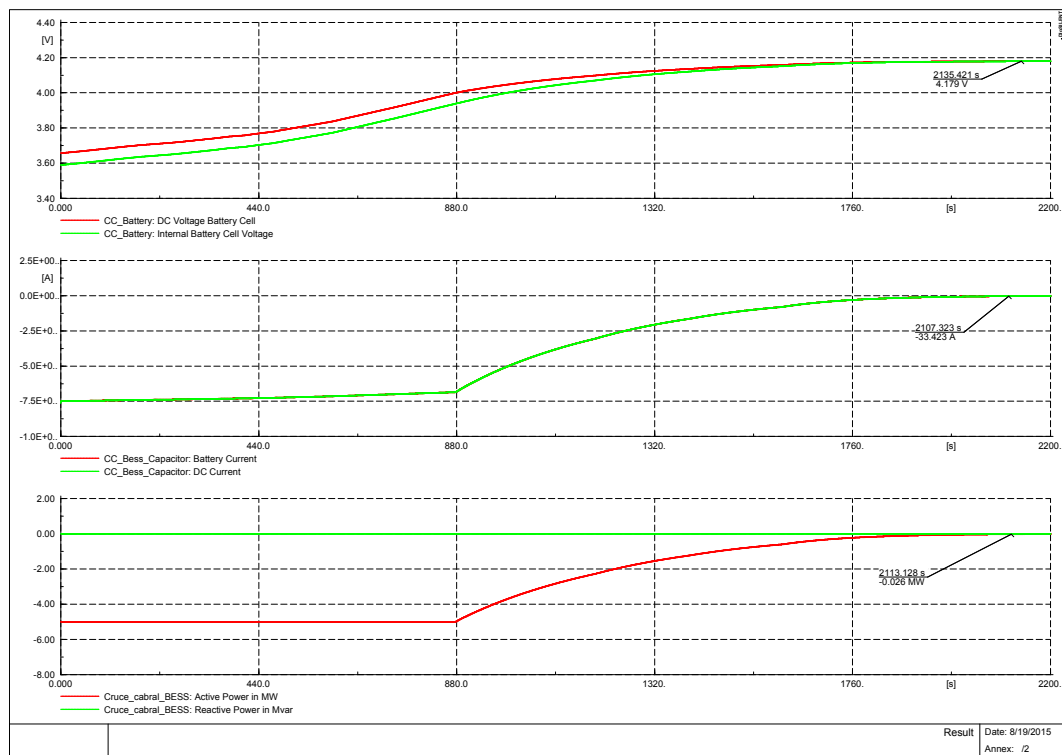


Figura 2.31: Simulación del Sistema BESS

2.5. Sistemas de control PF y VQ

Para mantener la frecuencia y las tensiones en barras dentro de límites aceptables en cualquier sistema de energía eléctrica se ha establecido, prácticamente como ley universal, 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.

A los criterios de control mencionados anteriormente se les conoce como regulación potencia-frecuencia (ó regulación PF) y regulación tensión-reactiva (ó regulación VQ). 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 la regulación tensión-reactiva 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 [18].

2.5.1. Control Potencia-Frecuencia (PF)

Generador Fotovoltaico

El control P-F en una planta PV es un poco diferente al de una planta de generación convencional. Esto se debe a que la energía primaria, 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 estabilidad de frecuencia, originados por contingencias 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 sobre-frecuencia, 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.

Como modelo del control PF se utilizó una función “Lookup table”. 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:

$$P_{sal} = P_{ref} K_f \quad (2.87)$$

La figura 2.32 [19] 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.

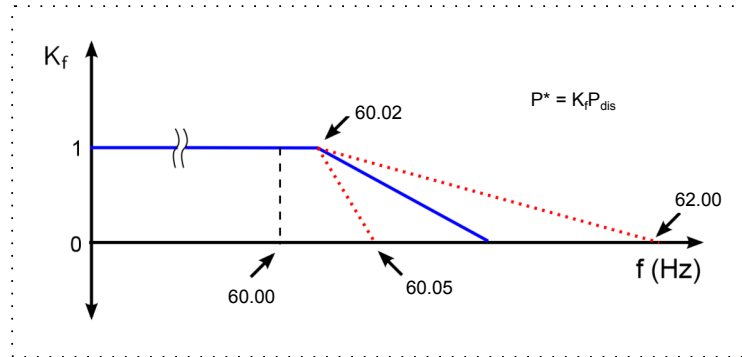


Figura 2.32: Respuesta de una planta PV a los cambios de frecuencia

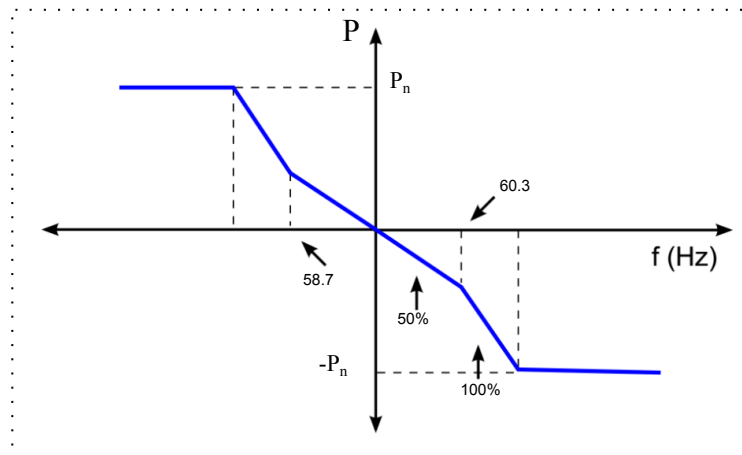


Figura 2.33: Respuesta de un BESS a los cambios de frecuencia

Battery Energy Storage Systems

En el caso de un BESS el control PF es similar al de un generador sincrónico convencional. Este aporta tanto a los problemas de sub-frecuencia, inyectando la potencia disponible acumulada durante un periodo de tiempo, como a los problemas de sobre-frecuencia absorbiendo potencia de la red de forma transitoria.

El modelo de control que se utilizó en este caso es también una función “Lookup table” que permite fijar la potencia de referencia (P_{ref}) según la frecuencia de la red. La figura 2.33 [19] muestra la respuesta del BESS ante cambios en la frecuencia de la red.

2.5.2. Control Tensión-Reactiva

En el caso del control Tensión-Reactiva se aplica el mismo tanto para los generadores PV como para los BESS. El modelo de este control se obtuvo a través de una función “Lookup table” que permite establecer cual será la potencia reactiva necesaria para contrarrestar los cambios en la tensión en barras. El cambio de tensión (ΔU) se obtiene a insertando la siguiente ecuación:

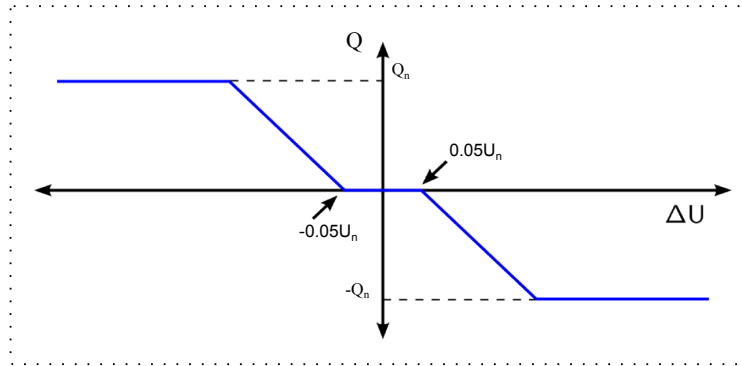


Figura 2.34: Respuesta a los cambios de tensión

$$\Delta U = V_{barra} - V_{barra}^* \quad (2.88)$$

donde:

V_{barra} : Tensión medida en barra.

V_{barra}^* : Tensión inicial medida en barra.

La figura 2.34 [19] muestra la curva utilizada para determinar el comportamiento del control bajo estudio. Como se observa, se parte de la hipótesis de que el rango ideal de la tensión para la explotación 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 esta.

Capítulo 3

Simulación de Fuentes PV y BESS en un Sistema Eléctrico

Hasta ahora, en este trabajo, se han modelado y definido los diferentes elementos que componen una fuente de generación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento con baterías (BESS) presentando los resultados de sus respectivos funcionamientos conectados a una red de potencia infinita.

Para verificar que la fuente de generación PV, y su respectivo BESS, funcionan adecuadamente cuando están conectados a cualquier sistema eléctrico se simularán varios casos de estudio en el sistema eléctrico de la República Dominicana. A través estas simulaciones se comprobará sus respuestas a los cambios en la red. A continuación se describen los diferentes casos de estudio en los que se realizan las simulaciones para el posterior análisis y comparación de los resultados obtenidos.

- **Caso 1.** En este caso se presenta el sistema eléctrico con la interconexión de la generación PV en estudio, despachando un total de 250 MW a la red, distribuida en 5 plantas de 50 MW cada una en distintos puntos del sistema, sin aporte a la regulación Potencia-Frecuencia y Tensión-Reactiva.
- **Caso 2.** En este caso se presenta el sistema eléctrico con la interconexión de la generación PV en estudio, despachando un total de 250 MW a la red, distribuida en 5 plantas de 50 MW cada una en distintos puntos del sistema, con aporte a la regulación Potencia-Frecuencia y Tensión-Reactiva.
- **Caso 3.** En este caso se presenta el sistema eléctrico con la interconexión de la generación PV acompañada de un sistema BESS de igual capacidad, despachando un total de 250 MW a la red, distribuida en 5 plantas de 50 MW cada una en distintos puntos del sistema, con aporte Potencia-Frecuencia y Tensión-Reactiva.

En general, cada una de las plantas simuladas está compuesta por 10 unidades de generación fotovoltaica de 5 MVA cada una acompañadas de un sistema de almacenamiento BESS de igual capacidad. La figura 3.1 muestra de forma gráfica la

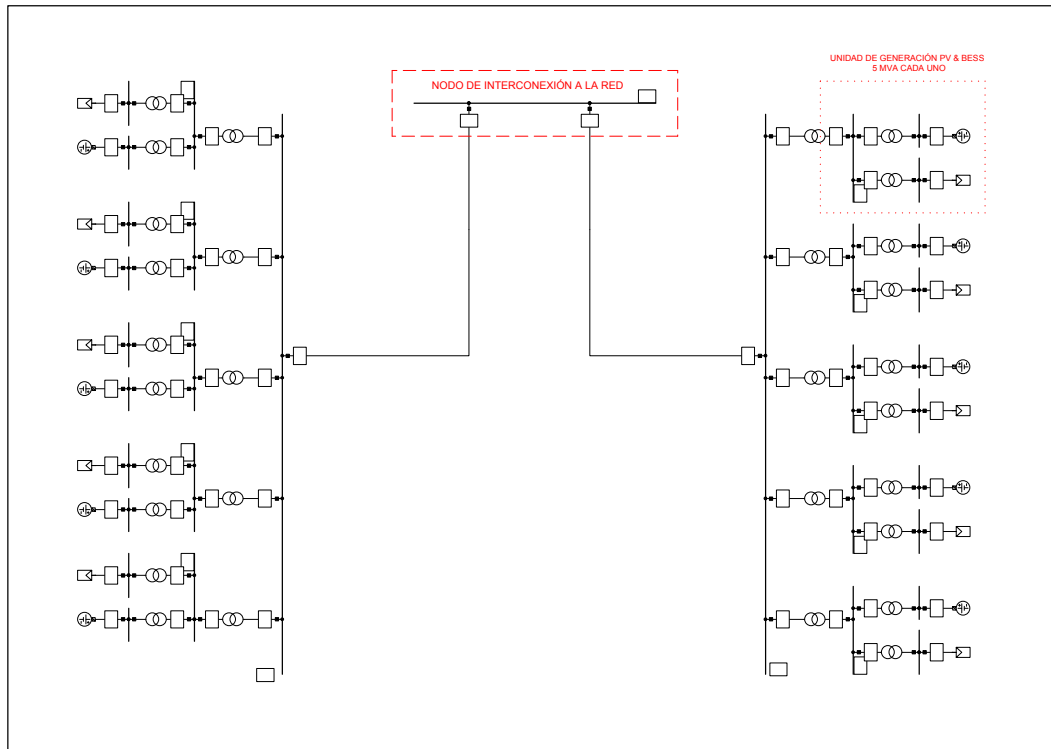


Figura 3.1: Diagrama Unifilar de distribución de la Planta PV y BESS

distribución de las unidades que componen cada una de las plantas de generación simuladas.

Las plantas de generación han sido conectadas a la red en lugares en los que se ha comprobado que resulta viable la instalación de parques fotovoltaicos de por lo menos 50 MW. Las subestaciones a las que se interconectan los 5 parques son:

- La Luisa (LLA): Ubicada en la zona este del país.
- Montecristi (MON): Ubicada en la zona noroeste del país.
- Naranjo (NAR): Ubicada en la zona norte central del país.
- Cruce de Cabral (CC): Ubicada en la zona suroeste del país.
- Pizarrete (PIZ): Ubicada en la zona sur medio del país.

La figura 3.2 muestra la ubicación aproximada de los lugares donde se interconectan las plantas para las simulaciones.

3.1. Sistema eléctrico de la República Dominicana

El sistema eléctrico utilizado para el análisis dinámico de la planta fotovoltaica modelada en el capítulo anterior es el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.



Figura 3.2: Ubicación de las Plantas PV y BESS

La red de eléctrica de la República Dominicana opera a una frecuencia de 60 Hz y cuenta con más de 94 subestaciones las cuales trabajan a diferentes niveles de tensión (345, 230 y 138 kV para transporte, 69 kV para sub-transporte y niveles inferiores para generación y distribución). Además, cuenta con más 4,559 km de líneas de transporte y sub-transporte, 94 unidades generadoras síncronas, un parque eólico, un parque solar fotovoltaico y varios proyectos en proceso de diseño y construcción. Cabe destacar que en la República Dominicana existen varios sistemas eléctricos aislados que alimentan zonas hoteleras en varias costas del país como son Punta Cana, Puerto Plata y Samaná.

Los criterios generales para la explotación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) fueron publicados en [20] en el cual los artículos 149 y 150 especifican que:

Artículo 149: La operación del SENI deberá mantener niveles de tensión resultantes, en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos cinco por ciento (+/- 5%) en torno a la tensión nominal.

Artículo 150: La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en lo que se efectúen suministros de servicio público, será 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales, que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro de los siguientes rangos:

59.85 Hz a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo 59.75 Hz a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo

ESQUEMA DE DESLASTRE DE CARGA					
Etapas [Hz]	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS			USUARIOS NO REGULADOS	Total EDAC [MW]
	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR		
59.20	39.26	40.16	39.66	5.00	119.08
59.10	36.14	44.84	37.65	10.00	128.63
59.00	25.66	22.31	70.60	8.40	126.97
58.90	32.18	32.92	32.51	28.34	125.95
58.80	51.59	41.70	24.47	13.00	130.76
58.70	54.39	33.18	33.47	8.00	129.04
Total EDAC:	239.22	215.11	238.36	72.74	760.43

Cuadro 3.1: Esquema de Deslastre de Carga de la Rep. Dominicana

Los equipamientos del sistema deberán estar diseñados para tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos $+3$ y -2 Hz.

Por otra parte, en la tabla 3.1 se muestra el esquema de deslastre de carga actualizado al año 2014, el cual se encuentra publicado en [21].

Las simulaciones en este sistema eléctrico se realizan con las modificaciones a desarrollarse al año 2017 establecidos en el plan de expansión 2013-2020. Además, se asume el abastecimiento de una demanda no restringida igual a 3,005.15 MW, pérdidas técnicas de 78.43 MW (2.61 % del consumo) y una generación de 3,083.58 MW.

A continuación se presenta el resultado de las simulaciones en los diferentes casos de estudio ya descritos. Se realizaron dos ensayos por caso, el primero con la salida repentina de 150 MW de consumo y el segundo con la salida repentina de 300 MW de generación, con el fin de demostrar la capacidad de respuesta del modelo desarrollado en el capítulo anterior. Además se realizó, para el caso 3, la simulación de la variación repentina de la Irradiancia en una de las plantas con el fin de demostrar el buen funcionamiento del modelo desarrollado también ante este tipo de perturbación.

3.1.1. Resultados de la Simulación

Salida de 150 MW de consumo

Los resultados de las simulaciones de los casos de estudios definidos en párrafos anteriores en los que se evalúa la salida de 150 MW del consumo, se muestran en las siguientes figuras.

En la figura 3.3 se muestra la potencia total inyectada por las plantas de generación fotovoltaica. En esta también se observa su respuesta ante problemas de sobrefrecuencia causados por la salida repentina de 150 MW de la demanda atendida. Se puede apreciar que, en el caso 2 los controles PF responden ante el incremento de la frecuencia disminuyendo la potencia despachada por el conjunto de generadores fotovoltaicos.

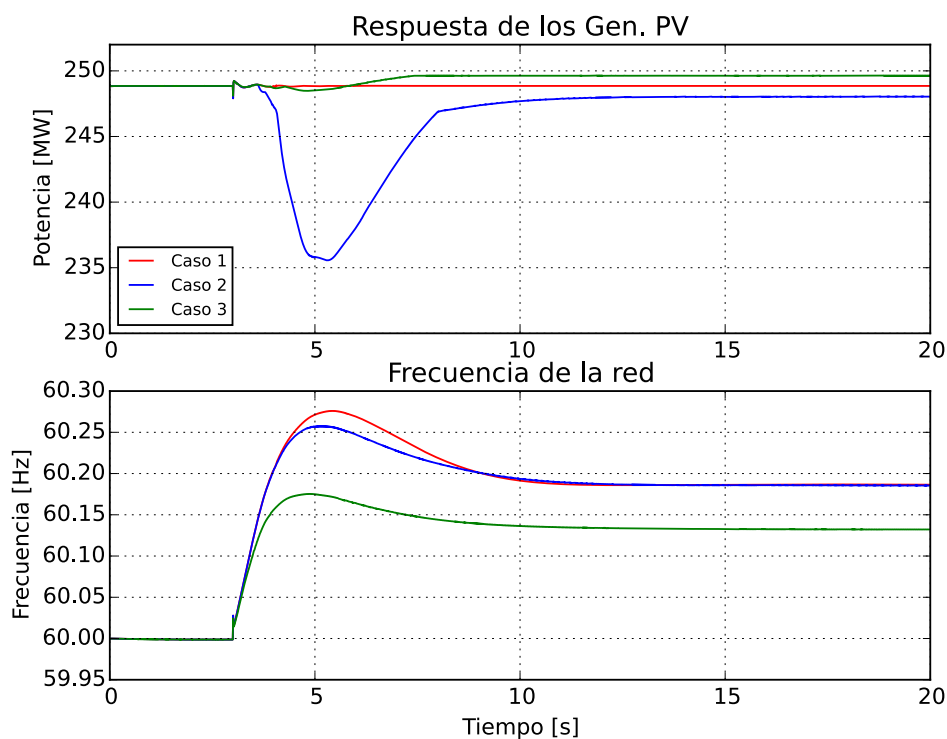


Figura 3.3: Potencia activa inyectada por los Gen. PV vs. Frecuencia de la red ante salida de 150 MW de la demanda, todos los casos

Además, se puede apreciar como en el caso 3 la frecuencia alcanza un pico notablemente inferior que en el resto de los casos. Esto es debido a la actuación de los sistemas de almacenamiento, que ante este tipo de desbalance entre generación y consumo actúa como carga absorbiendo parte del exceso de generación. La respuesta de los BESS se muestra en la figura 3.4.

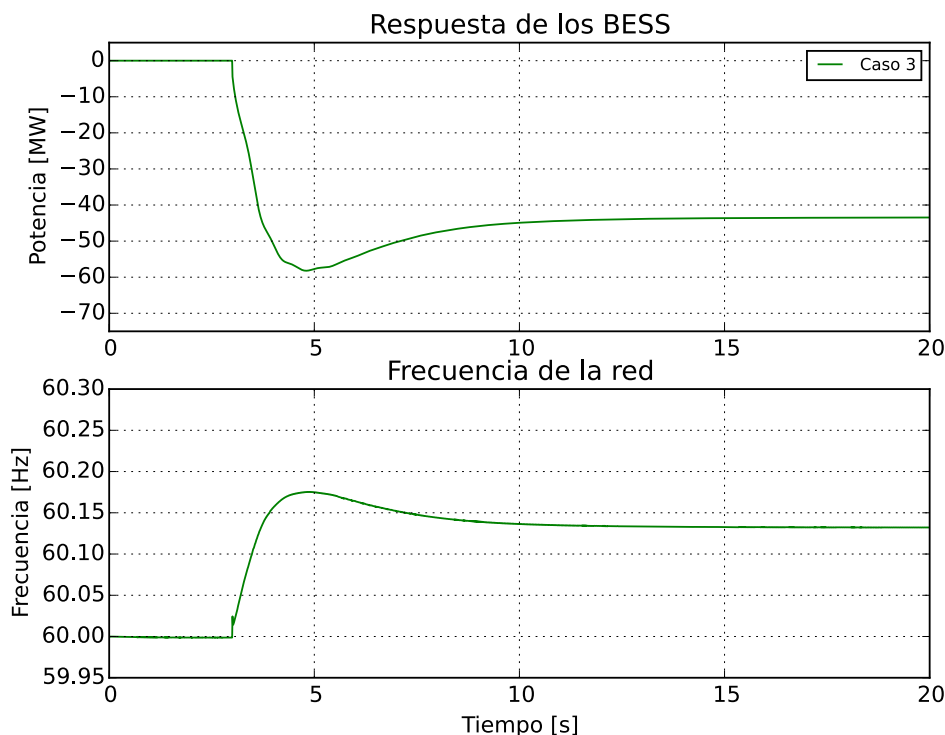


Figura 3.4: Potencia activa consumida por el BESS ante salida de 150 MW de la demanda, todos los casos

Por otro lado, las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 muestran, para cada caso respectivamente, la respuesta del control VQ en cada una de las plantas fotovoltaicas. Como se puede apreciar en estas figuras, los niveles de tensión en las barras en donde se conectan las máquinas PV no muestran cambios que provoquen una actuación notoria por parte de los controles para el mantenimiento de esta. La salida de 150 MW de la demanda no representa una amenaza a la estabilidad y control de tensión en ningún punto de la red. Las oscilaciones que se muestran en estas figuras surgen de la respuesta natural del conjunto de máquinas que se analizan.

Por su parte, la figura 3.8 muestra el comportamiento del BESS con respecto al control y mantenimiento de las tensiones ante la perturbación que se analiza. Al igual que en el caso de los generadores PV, los nuevos niveles de tensión que se alcanzan tras la perturbación son tales que no hace necesaria la actuación de estos.

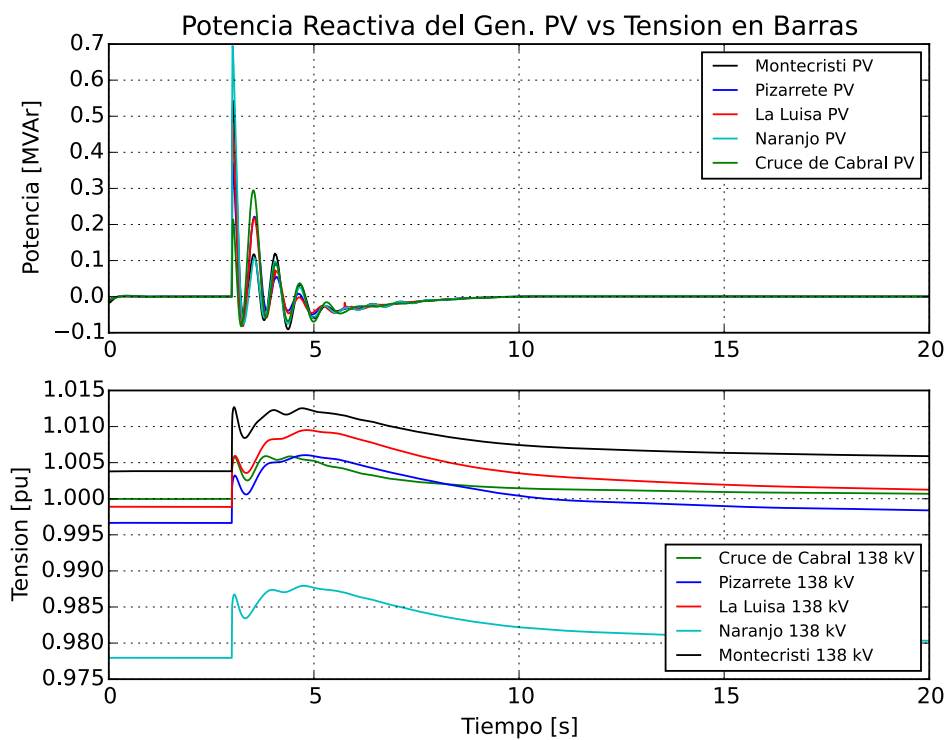


Figura 3.5: Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 1

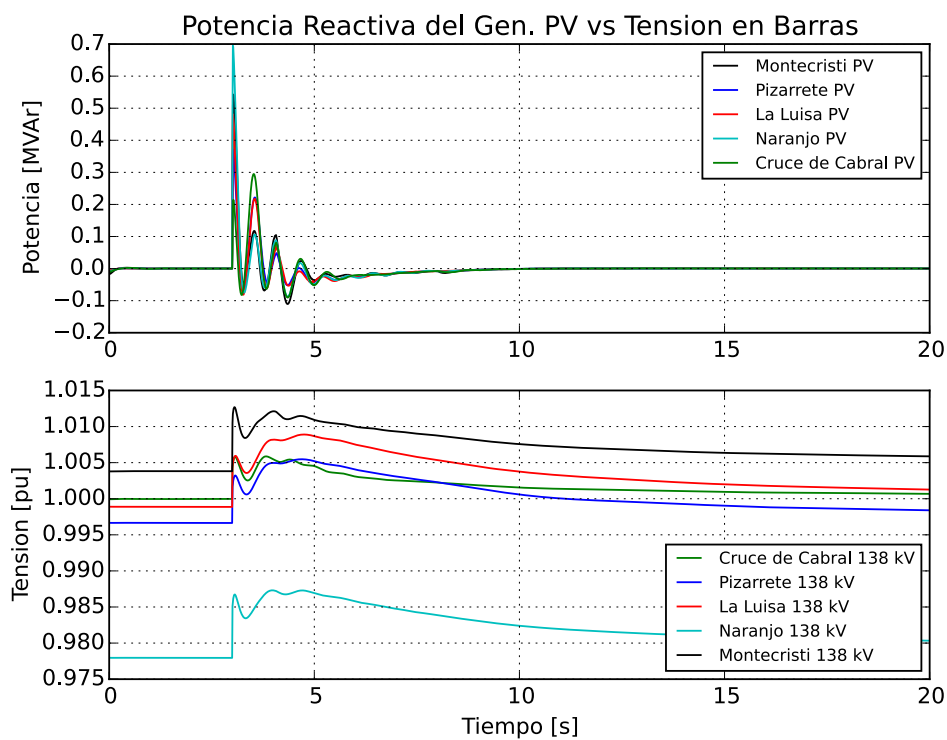


Figura 3.6: Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 2

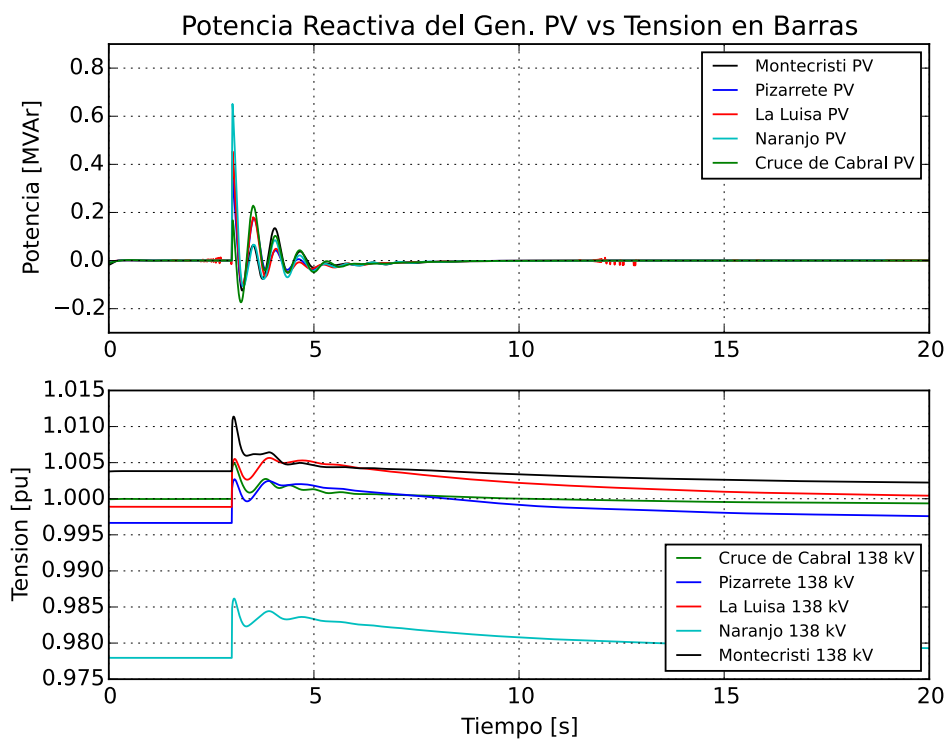


Figura 3.7: Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

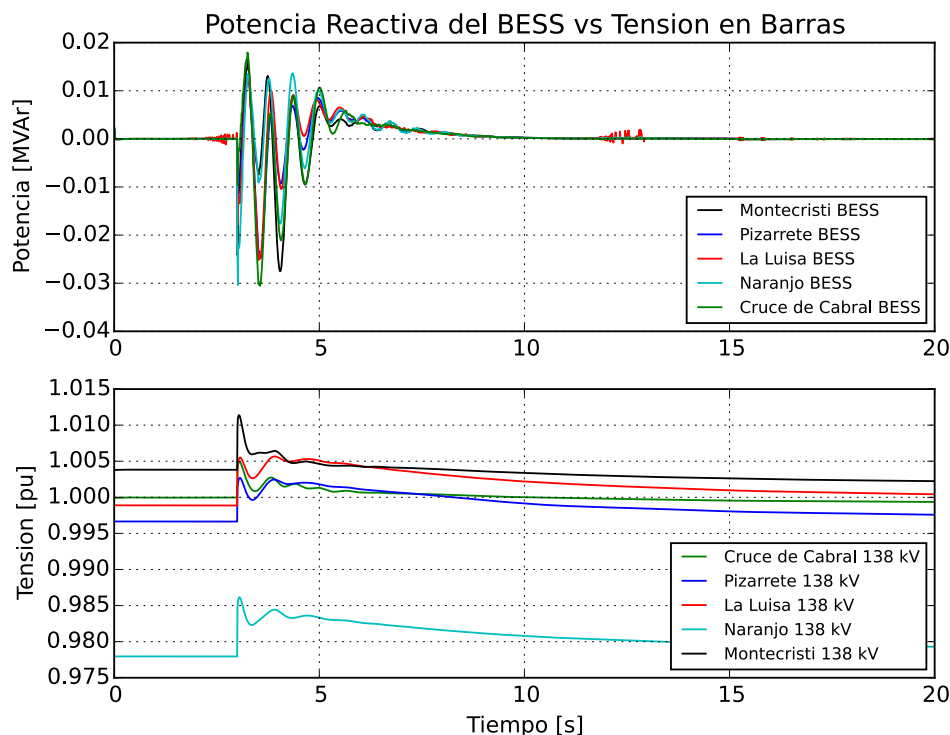


Figura 3.8: Potencia reactiva inyectada por los BESS ante la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

Las figuras 3.9 y 3.10 muestran la respuesta Potencia vs. Corriente en el panel PV y Potencia vs. Tensión en el Bus de continua, respectivamente, de una de las unidades de generación PV de 5 MVA, para el caso de estudio 3. En estas, se puede observar que pasa en el interior de la máquina con la corriente I_{pv} y la tensión V_{dc} ante la ocurrencia de la perturbación que se analiza. Una vez ocurrida dicha perturbación, y tras las dinámicas a lo interno del generador, se puede ver como ambas magnitudes alcanzan un nuevo punto de equilibrio a fin de asumir los cambios en la potencia de salida del mismo.

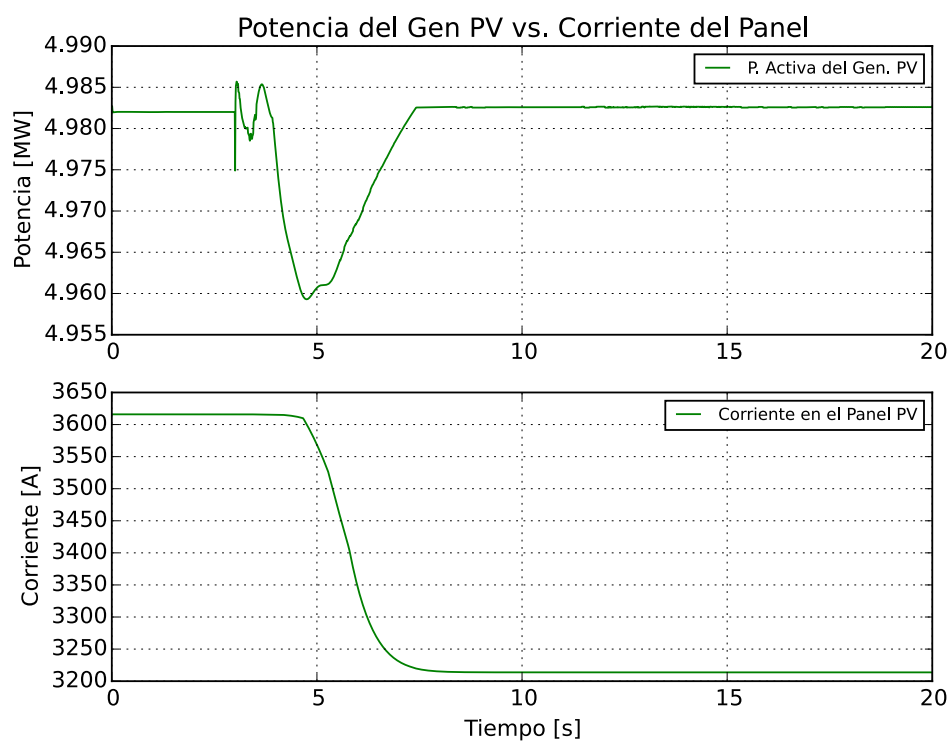


Figura 3.9: Curvas Potencia vs. I_{pv} de un Gen. PV con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

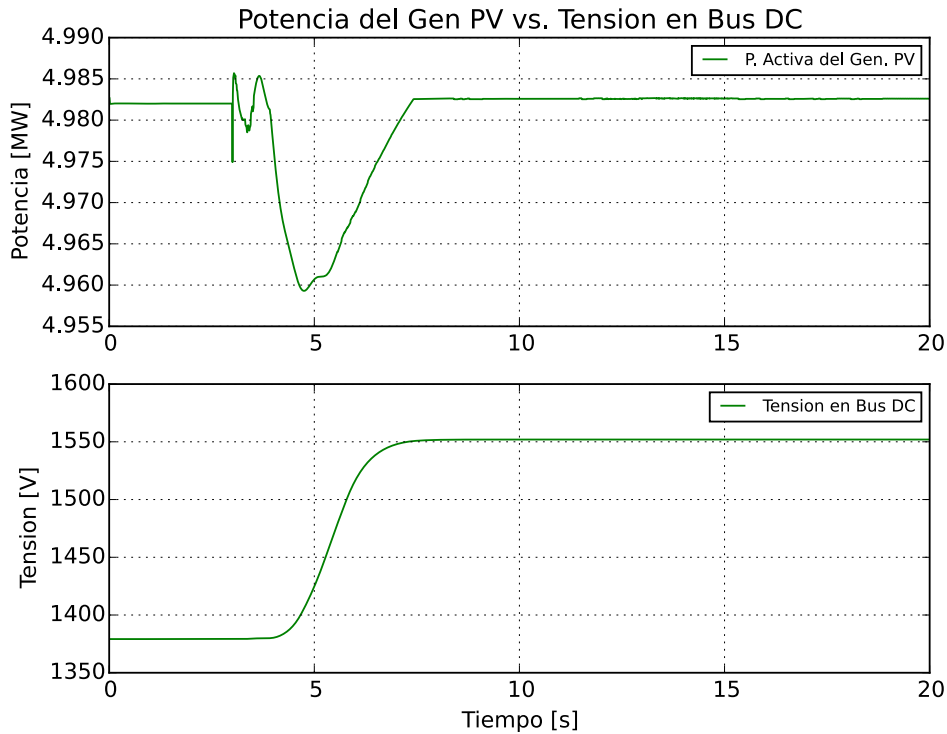


Figura 3.10: Curvas Potencia vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

En la figura 3.11 se muestran las variaciones en las magnitudes de I_{pv} y V_{dc} . Asimismo, se puede apreciar que al mantenerse prácticamente la misma potencia a la salida del generador PV, ambas magnitudes responden a las leyes físicas de la Potencia que indican que a potencia constante la corriente varía inversamente proporcional a los cambios en la tensión y viceversa.

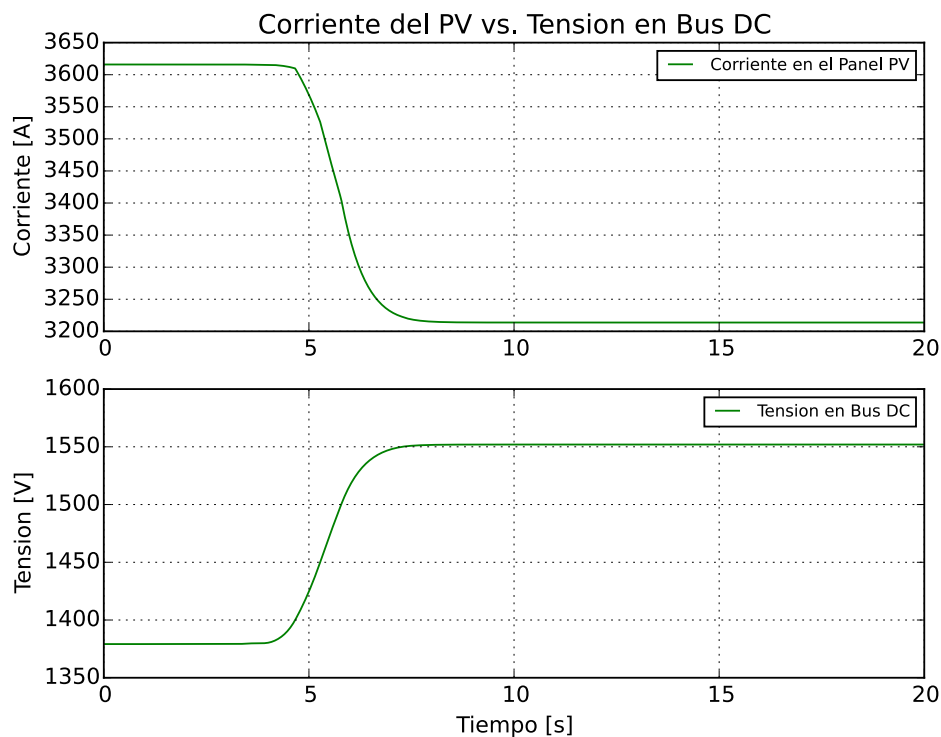


Figura 3.11: Curvas I_{pv} vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

De igual forma, las figuras 3.12 y 3.13 muestran la respuesta Potencia vs. Corriente de la batería y Potencia vs. Tensión en el Bus de continua del BESS. Como se puede observar, así como varía la potencia de salida en el BESS de igual forma varía la corriente que absorbe el banco de baterías del mismo. En el caso de la tensión, al ser la batería quien fija el voltaje en el bus DC, solo surgen pequeñas variaciones a lo largo del tiempo aumentando mientras la batería acumula la potencia que absorbe de la red gracias a la actuación del control PF diseñado para esta.

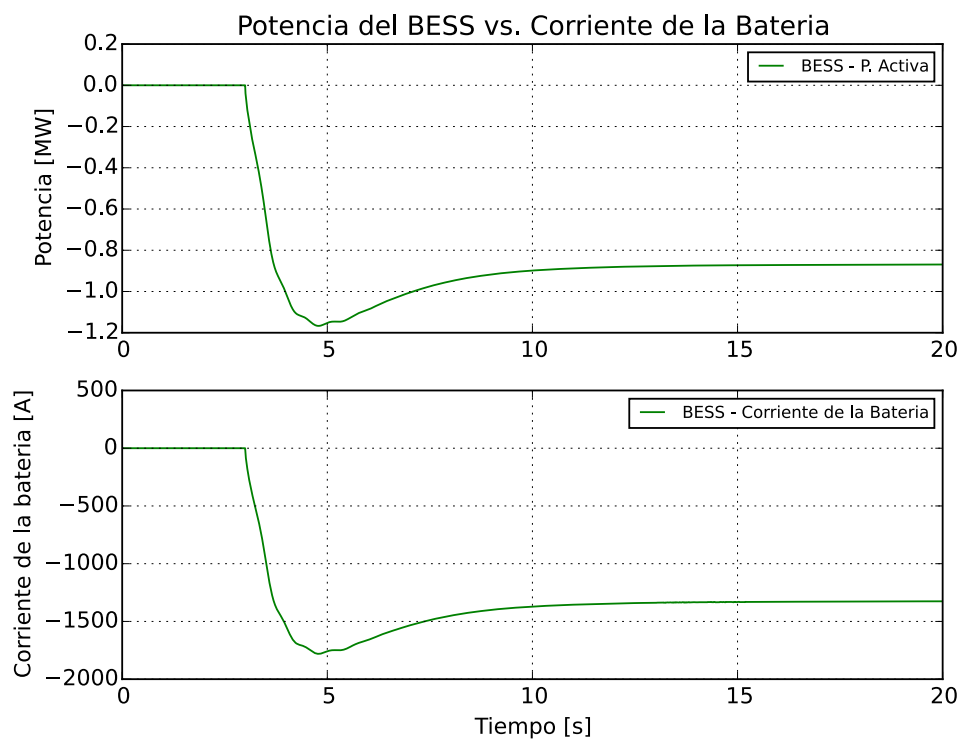


Figura 3.12: Curvas Potencia vs. I_{bat} de un BESS con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

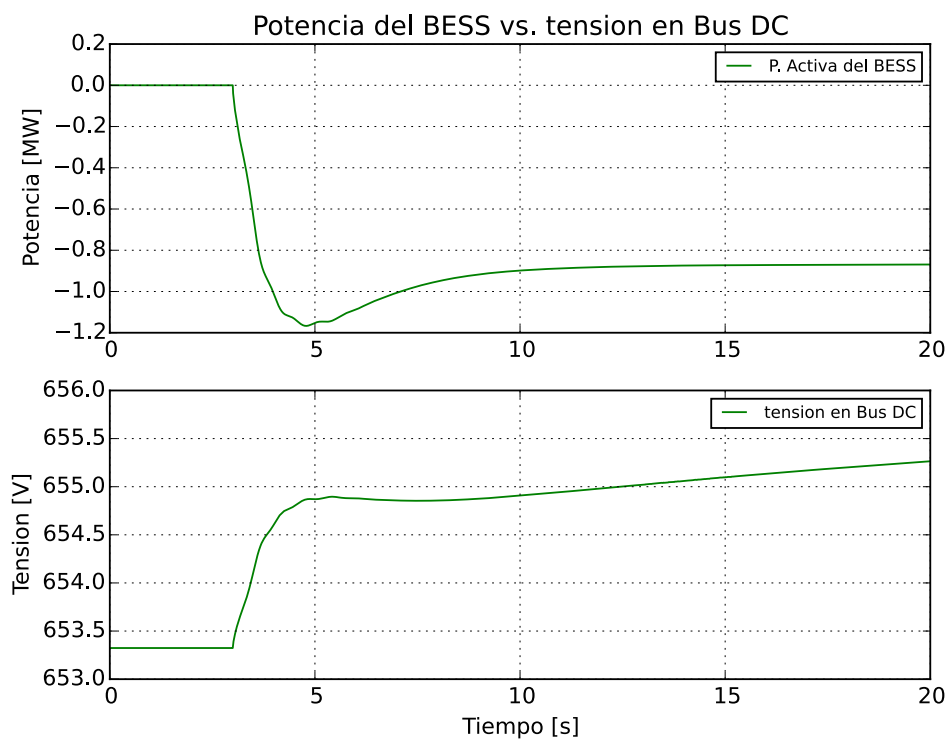


Figura 3.13: Curvas Potencia vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

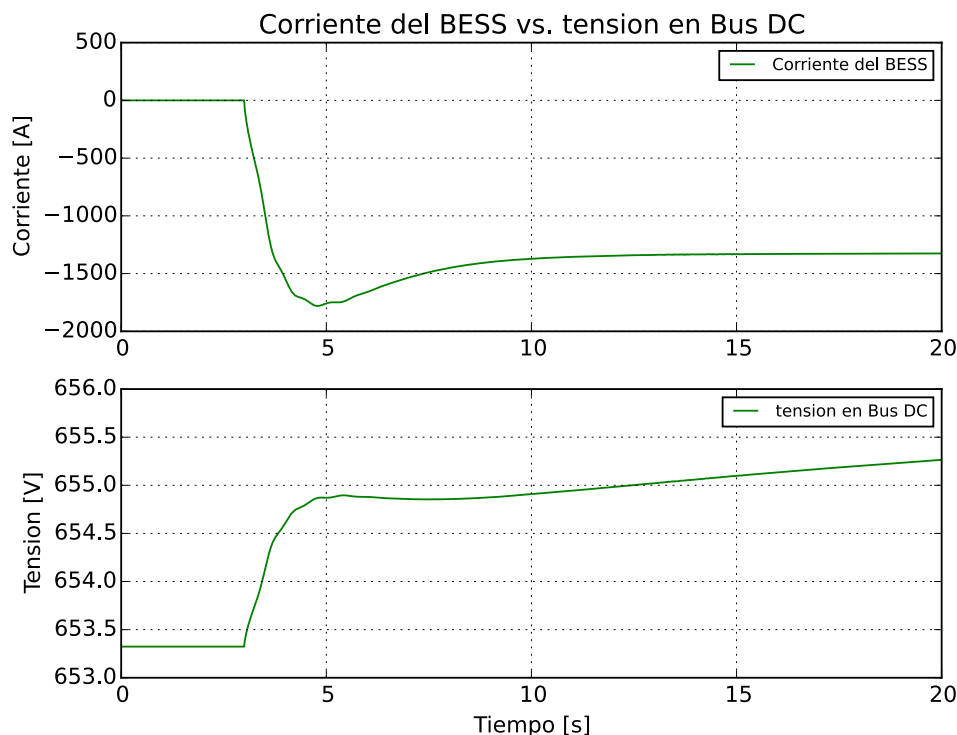


Figura 3.14: Curvas I_{bat} vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 150 MW de la demanda, Caso 3

La figura 3.14 muestra las curvas I_{bat} y V_{dc} del mismo BESS. En esta queda al descubierto que, a diferencia del generador PV, los cambios en la tensión del Bus de continua no son inversamente proporcionales a los cambios en la corriente entregada por la batería. En este caso, la corriente responde a los cambios en la potencia de salida del BESS, como se observó en la figura 3.12.

Por último, la figura 3.15 muestra la variación de la velocidad de los principales generadores sincrónicos despachados en los escenarios planteados para este análisis. En esta, se puede observar que en todos los generadores bajo observación se aumenta ligeramente la velocidad de giro debido al exceso de generación luego de la ocurrencia de la perturbación.

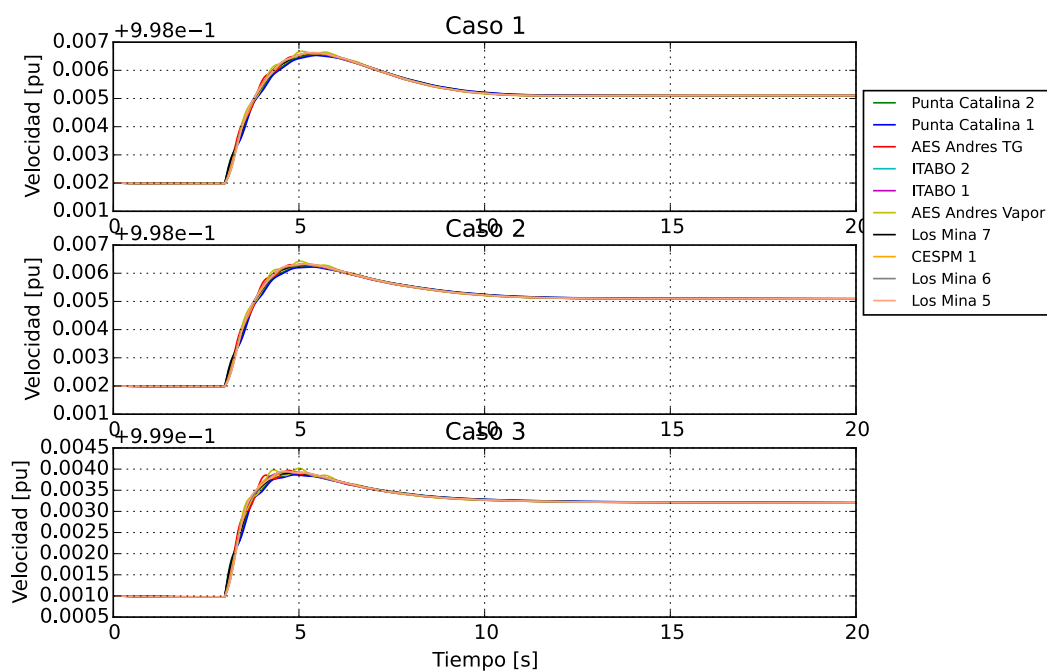


Figura 3.15: Velocidad de las máquinas sincronas ante la salida de 150 MW de la demanda, todos los casos

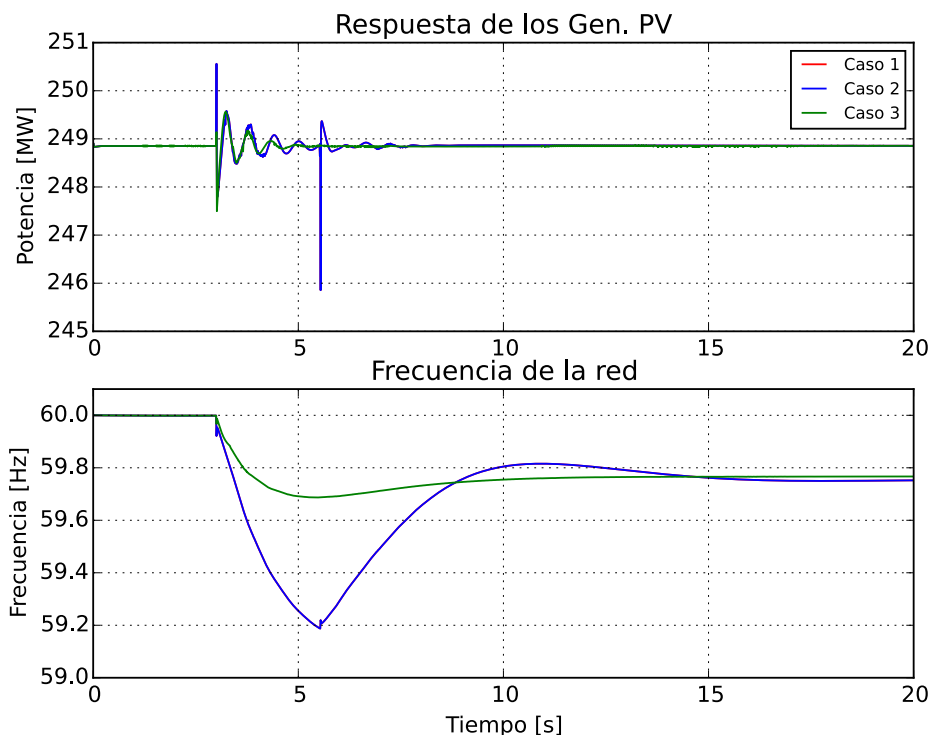


Figura 3.16: Potencia inyectada por los Gen. PV vs. Frecuencia de la red ante salida de 300 MW de generación, todos los casos

Salida de 300 MW de generación

Los resultados de las simulaciones de los casos de estudios definidos en párrafos anteriores en los que se evalúa la salida de 300 MW de la generación, se muestran en las siguientes figuras.

La figura 3.16 muestra la potencia total inyectada por las plantas de generación fotovoltaica. En esta se observa el comportamiento de las plantas PV ante la ocurrencia de perturbaciones en la red relacionadas a salida de generación. Se puede apreciar como ante una perturbación de este tipo, en todos los casos analizados, las plantas modeladas mantienen el despacho de post-falta prácticamente igual que el de pre-falta. Las oscilaciones que se presentan de forma transitoria ocurren debido a que las máquinas no se despachan al 100% de su disponibilidad con el fin de no saturarlas.

De igual forma, en esta figura se observa que para los casos 1 y 2 esta perturbación causa la activación del primer escalón del EDAC. En total en estos dos casos se deslastran 119 MW, a diferencia del caso 3 en el que el BESS inyecta unos 180 MW evitando que la frecuencia caiga por debajo de los 59.7 Hz, como se muestra en la figura 3.17.

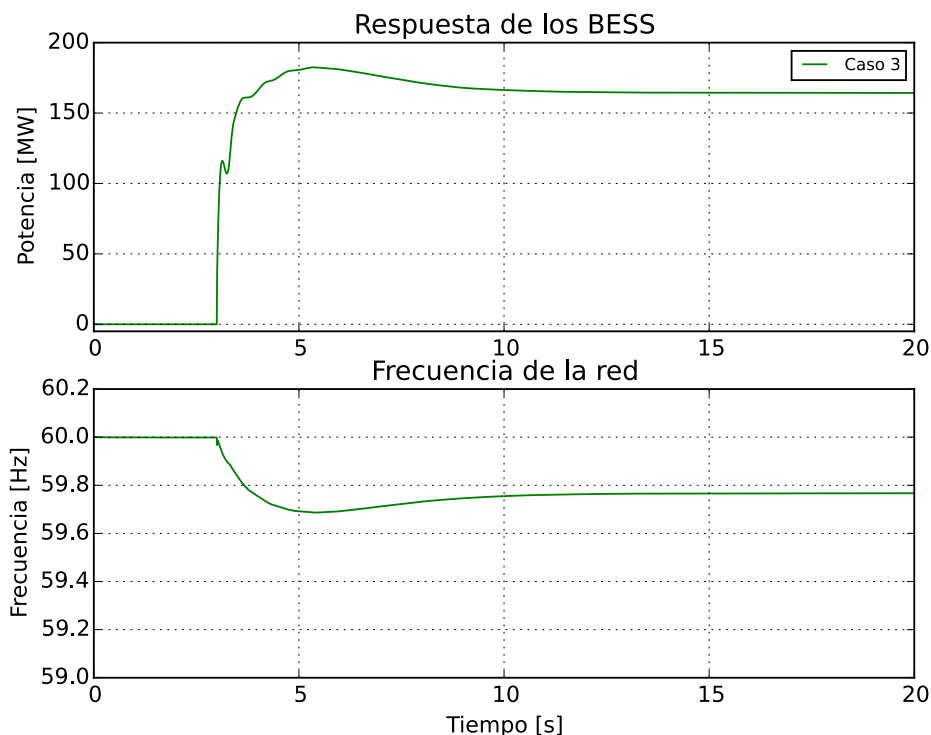


Figura 3.17: Potencia activa inyectada por los los BESS ante salida de 300 MW de generación, todos los casos

Por otro lado, las figuras 3.18, 3.19 y 3.20 muestran, para cada caso respectivamente, la inyección de reactivos en cada una de las plantas fotovoltaicas. Como se puede apreciar en estas figuras, los niveles de tensión en las barras en donde se conectan las máquinas PV no muestran cambios que provoquen una actuación notoria por parte de los controles para el mantenimiento de esta. La salida de 300 MW de la generación del sistema no representa una amenaza a la estabilidad y control de tensión en los puntos medidos (subestaciones de interconexión de los PV).

Por su parte, la figura 3.21 muestra el comportamiento del BESS con respecto al control y mantenimiento de las tensiones ante la perturbación que se analiza. Al igual que en el caso de los generadores PV, los nuevos niveles de tensión que se alcanzan tras la perturbación son tales que la actuación del control VQ en el BESS es mínima.

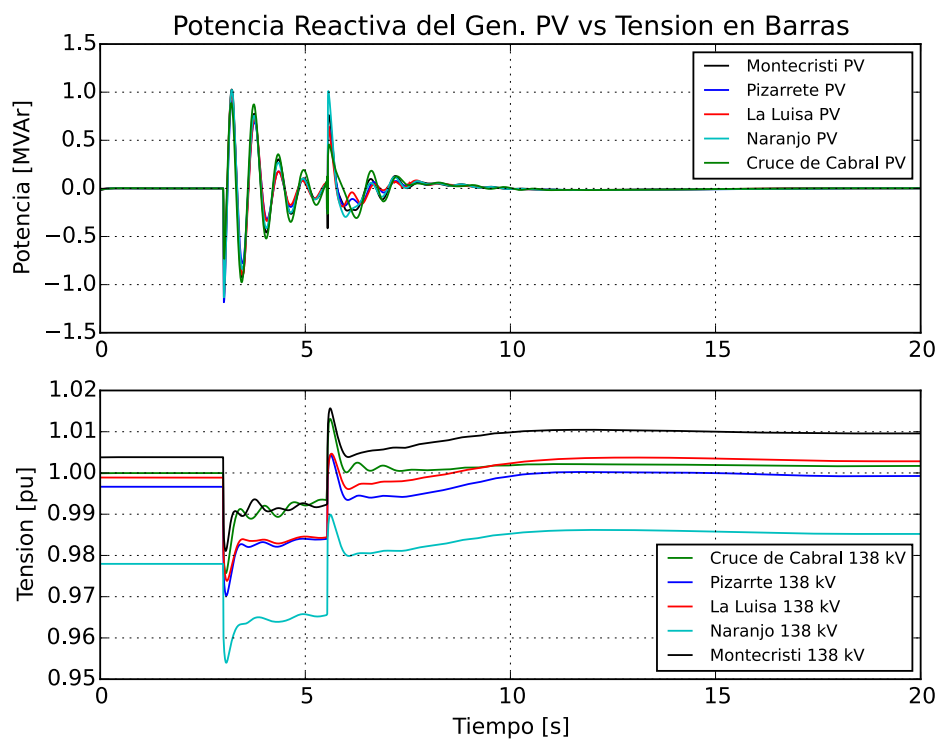


Figura 3.18: Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 300 MW de generación, Caso 1

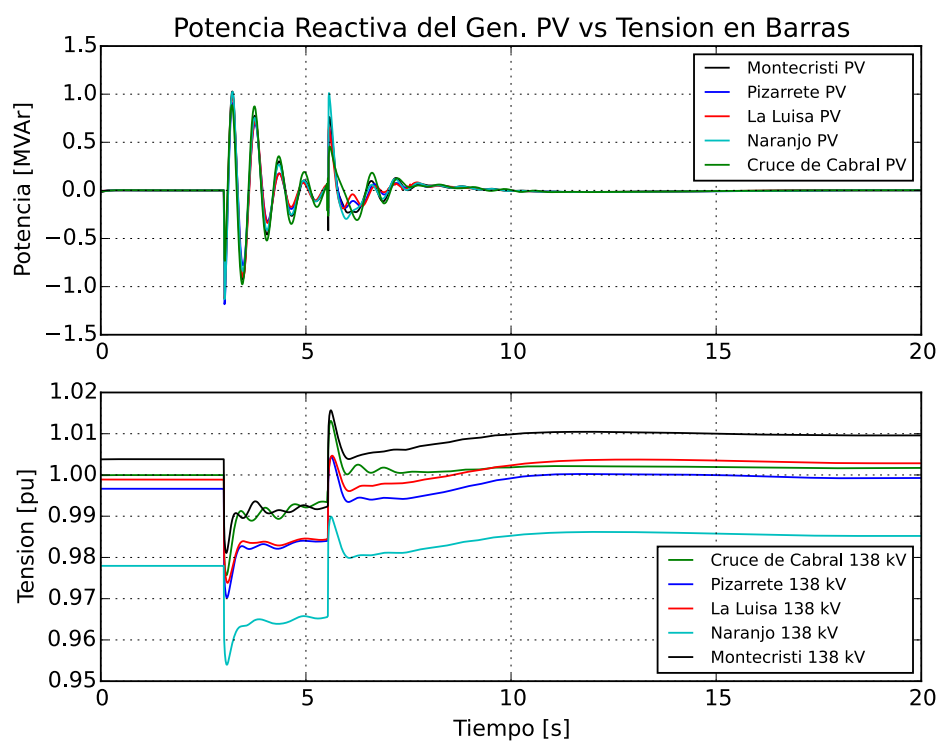


Figura 3.19: Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 300 MW de generación, Caso 2

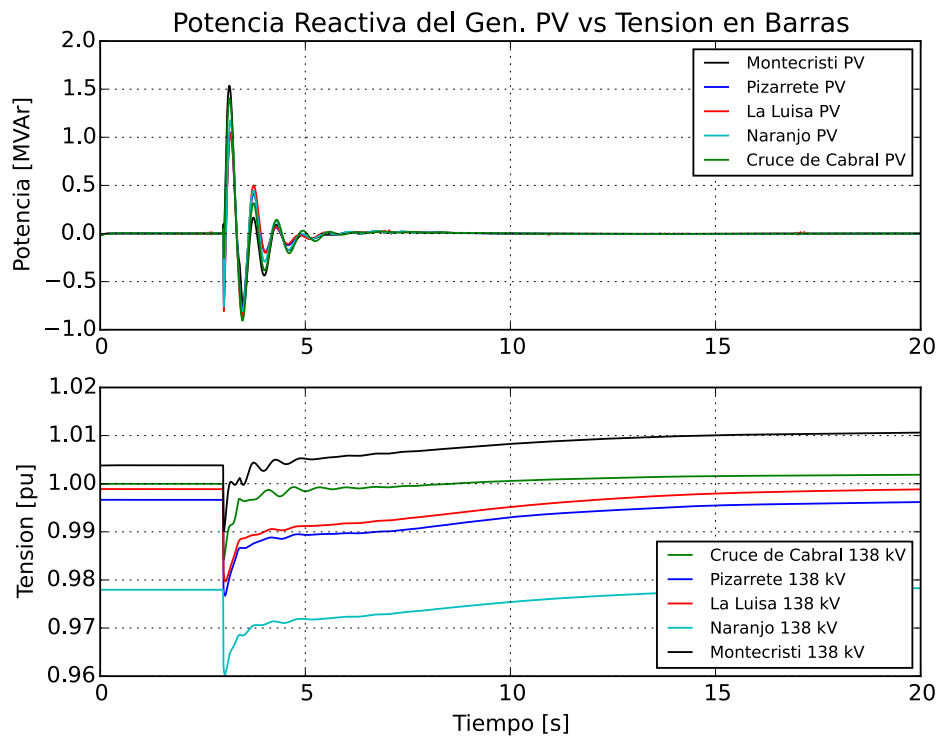


Figura 3.20: Potencia reactiva inyectada por los Gen. PV ante la salida de 300 MW de generación, Caso 3

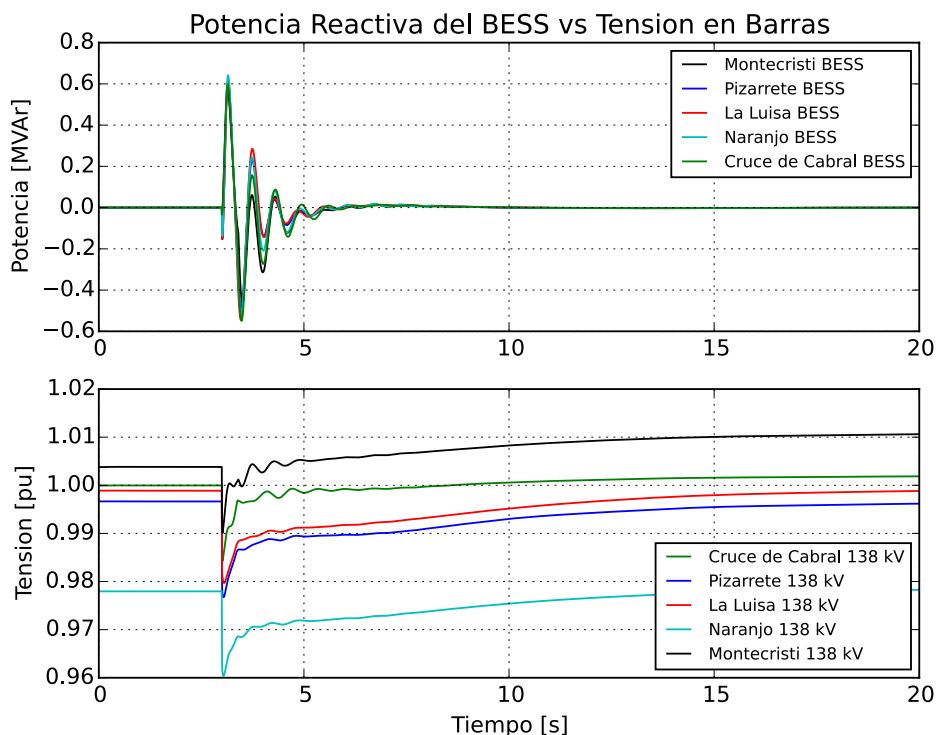


Figura 3.21: Potencia reactiva inyectada por los BESS ante la salida de 300 MW de generación, Caso 3

Las figuras 3.22 y 3.23 muestran la respuesta Potencia vs. Corriente en el panel PV y la Potencia vs. Tensión en el Bus de continua, respectivamente, de una de las unidades de generación PV de 5 MVA, para el caso de estudio 3. En estas, se puede observar que pasa con la corriente I_{pv} y la tensión V_{dc} a lo interno de la máquina ante la ocurrencia de la perturbación que se analiza. Una vez ocurrida dicha perturbación, y tras las dinámicas a lo interno del generador, se puede ver como ambas magnitudes alcanzan un nuevo punto de equilibrio a fin de asumir los cambios en la potencia de salida del mismo.

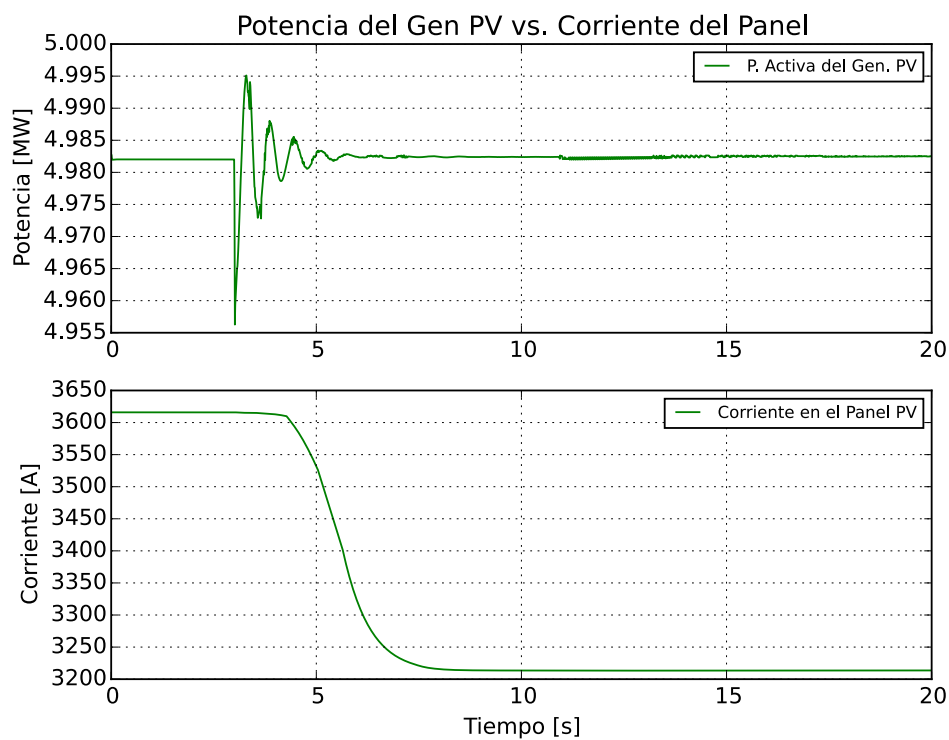


Figura 3.22: Curvas Potencia vs. I_{pv} de un Gen. PV con la salida de 300 MW de generación, Caso 3

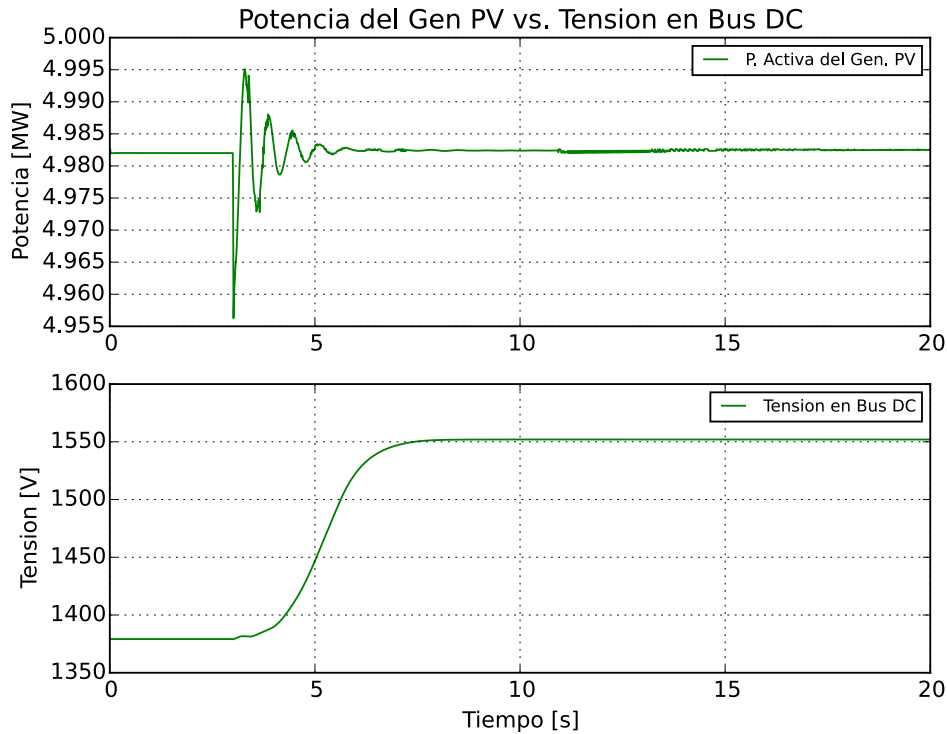


Figura 3.23: Curvas Potencia vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 300 MW de generación, Caso 3

En la figura 3.24 se muestran las variaciones en las magnitudes de I_{pv} y V_{dc} . Asimismo, se puede apreciar que al mantenerse prácticamente la misma potencia a la salida del generador PV, ambas magnitudes responden a las leyes físicas de la Potencia que indican que a potencia constante la corriente varía inversamente proporcional a los cambios en la tensión y viceversa.

De igual forma, las figuras 3.25 y 3.26 muestran la respuesta Potencia vs. Corriente de la batería y Potencia vs. Tensión en el Bus de continua del BESS. Como se puede observar, así como varía la potencia de salida en el BESS de igual forma varía la corriente que entrega el banco de baterías del mismo. En el caso de la tensión, al igual que en el caso anterior, al ser fijada por el banco de baterías solo surgen pequeñas variaciones a lo largo del tiempo disminuyendo a medida que las baterías se descargan.

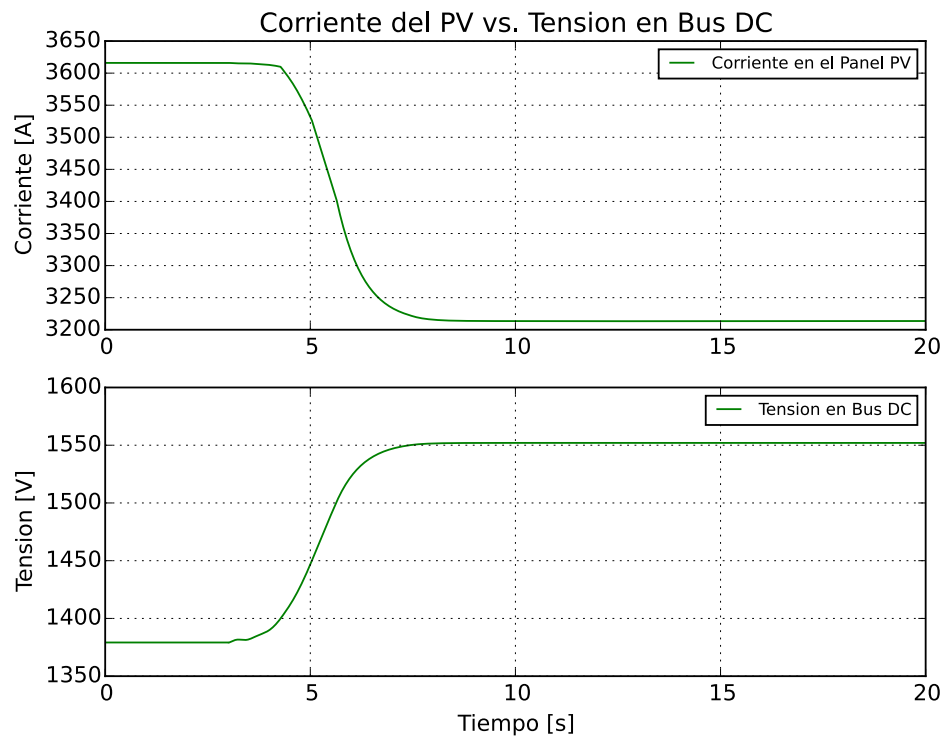


Figura 3.24: Curvas I_{pv} vs. V_{dc} de un Gen. PV con la salida de 300 MW de generación, Caso 3

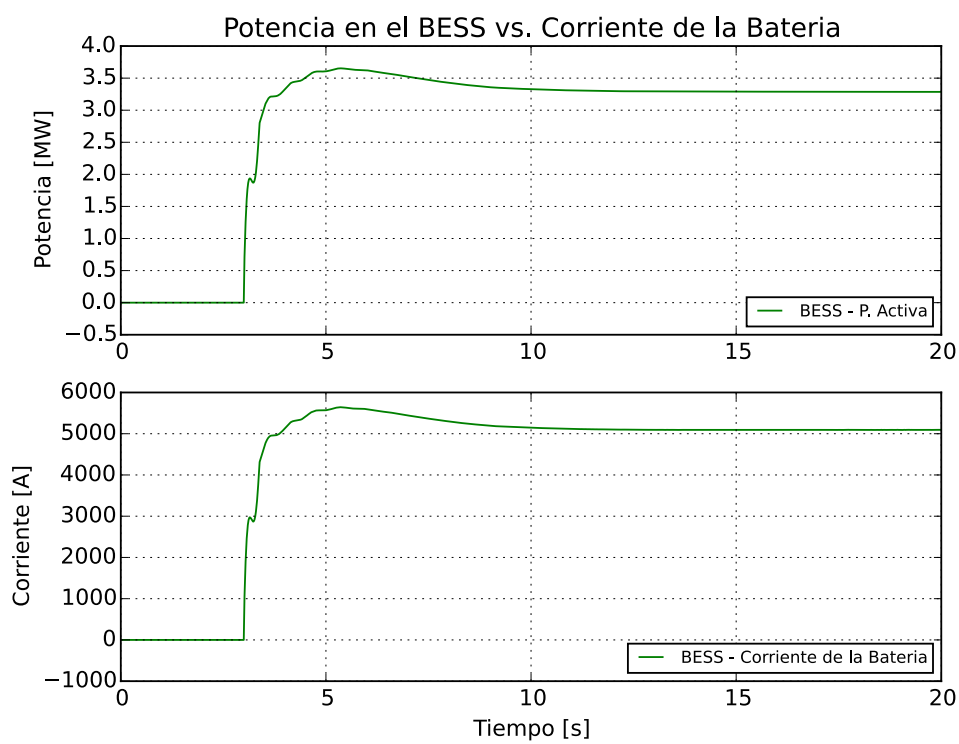


Figura 3.25: Curvas Potencia vs. I_{bat} de un BESS con la salida de 300 MW de generación, Caso 3

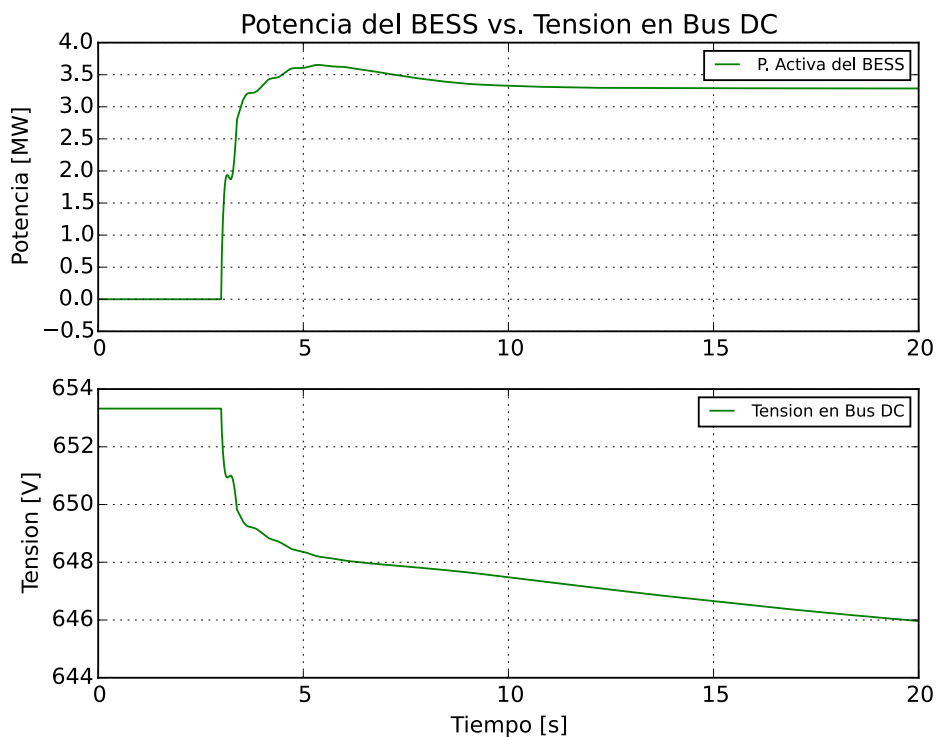


Figura 3.26: Curvas Potencia vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 300 MW de generación, Caso 3

La figura 3.27 muestra las curvas I_{bat} y V_{dc} del mismo BESS. En esta queda al descubierto que, a diferencia del generador PV, los cambios en la tension del Bus DC no son inversamente proporcionales a los cambios en la corriente entregada por el banco de baterías.

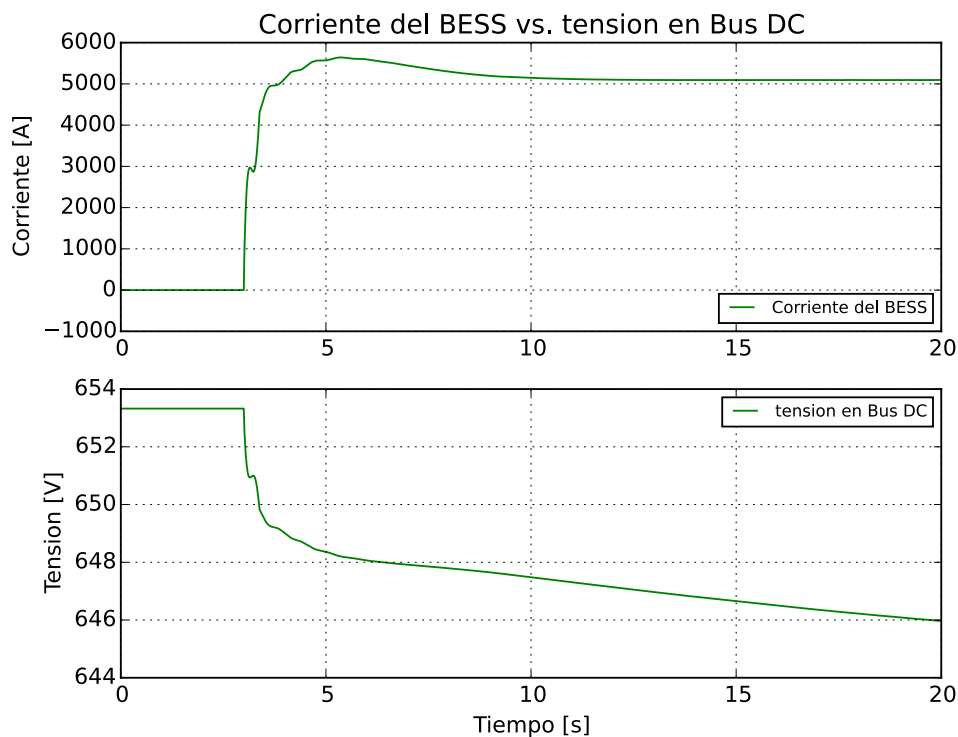


Figura 3.27: Curvas I_{bat} vs. V_{dc} de un BESS con la salida de 300 MW de generación, Caso 3

Por último, la figura 3.28 muestra la variación, y la respuesta primaria, en la velocidad de los principales generadores sincrónicos despachados en los escenarios analizados. En esta, se observa que con excepción del generador Los Mina 5 en todos los generadores bajo observación, disminuye la velocidad debido a la ya mencionada respuesta primaria de estos.

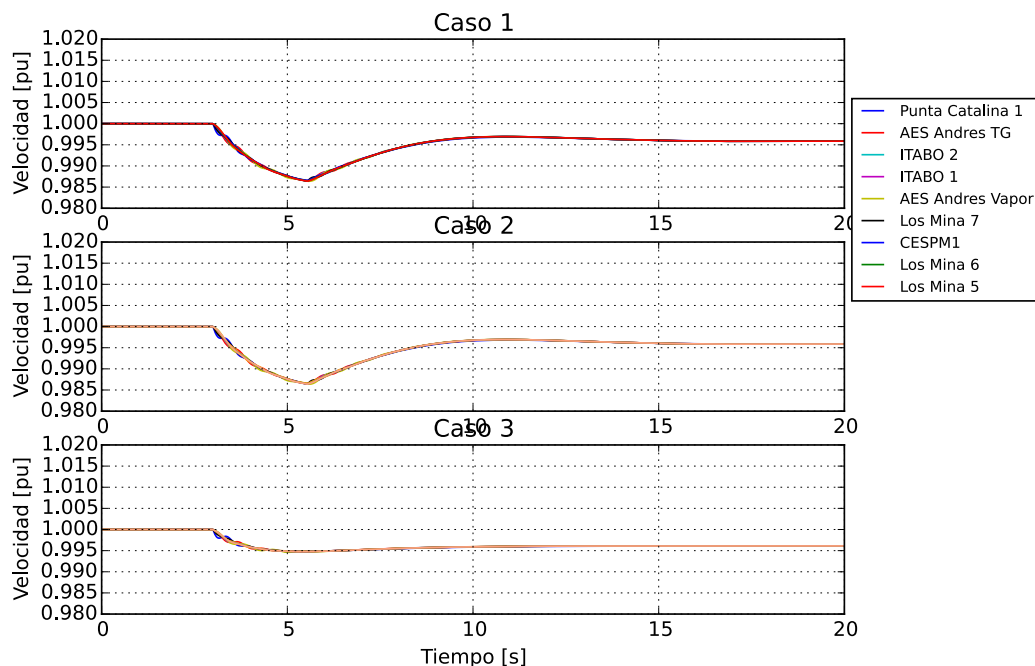


Figura 3.28: Velocidad de las máquinas sincronicas ante la salida de 300 MW de generación, todos los casos

Disminución de la Irradiancia

Los resultados de la simulación del cambio en la irradiancia incidente en la planta de generación fotovoltaica en la que se evalúa la respuesta del modelo ante esta perturbación se presentan en las siguientes figuras. La planta a la que se le aplica la perturbación está ubicada en la zona Cruce de Cabral en la región suroeste del país.

La figura 3.29 muestra el cambio en la corriente I_{pv} ante la disminución de la irradiancia en el parque. Como se observa, una rampa de caída en la irradiancia provoca una rampa similar en la corriente de los paneles. De igual forma, la potencia de salida del generador se ve afectada por los cambios simulados, disminuyendo de 5 a 2.8 MW, como se muestra en la figura 3.30.

Por último, la figura 3.31 muestra el comportamiento de la tensión en el Bus de continua ante la perturbación analizada. Tras una pequeña oscilación en la señal se puede apreciar que la tensión se queda prácticamente constante. Esto se debe a que el MPPT determinó que para la nueva irradiancia y la potencia de salida resultante la explotación óptima de los paneles se encontraba aplicándoles una tensión similar a la de pre-falta en la nueva curva de trabajo.

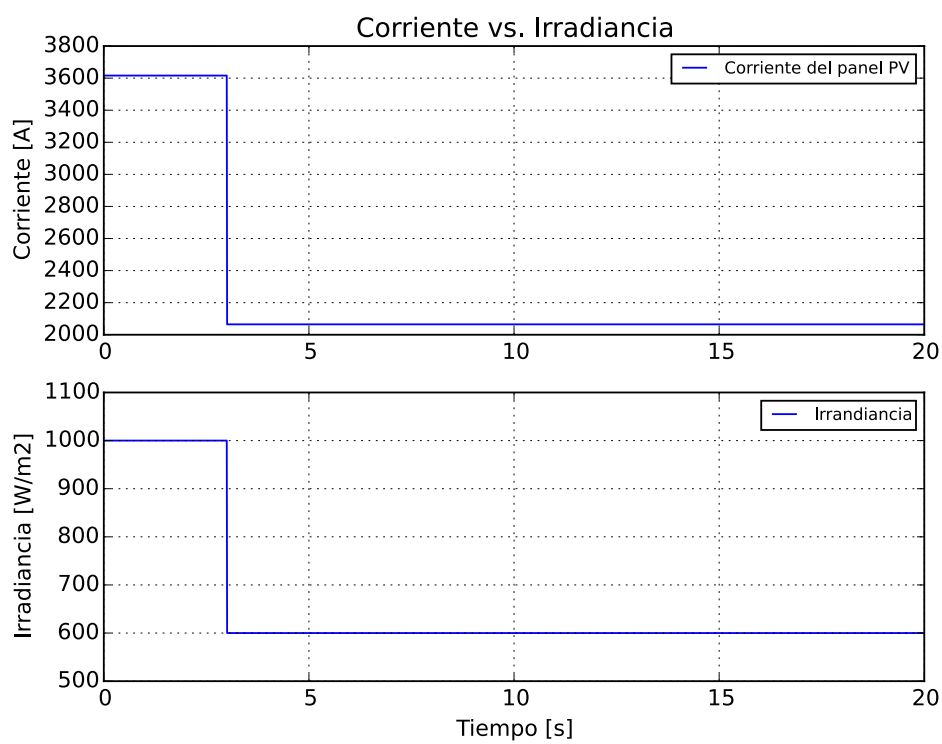


Figura 3.29: Curvas I_{pv} vs. Irradiancia en un Gen. PV con la disminución de la Irradiancia, Caso 3

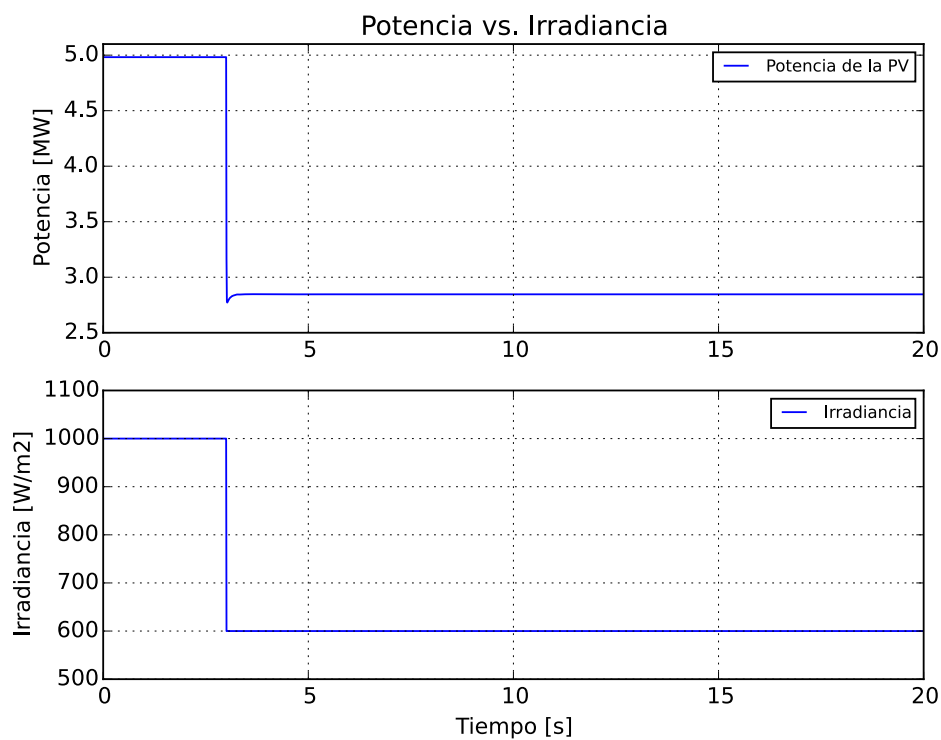


Figura 3.30: Curvas Potencia vs. Irradiancia en un Gen. PV con la disminución de la Irradiancia, Caso 3

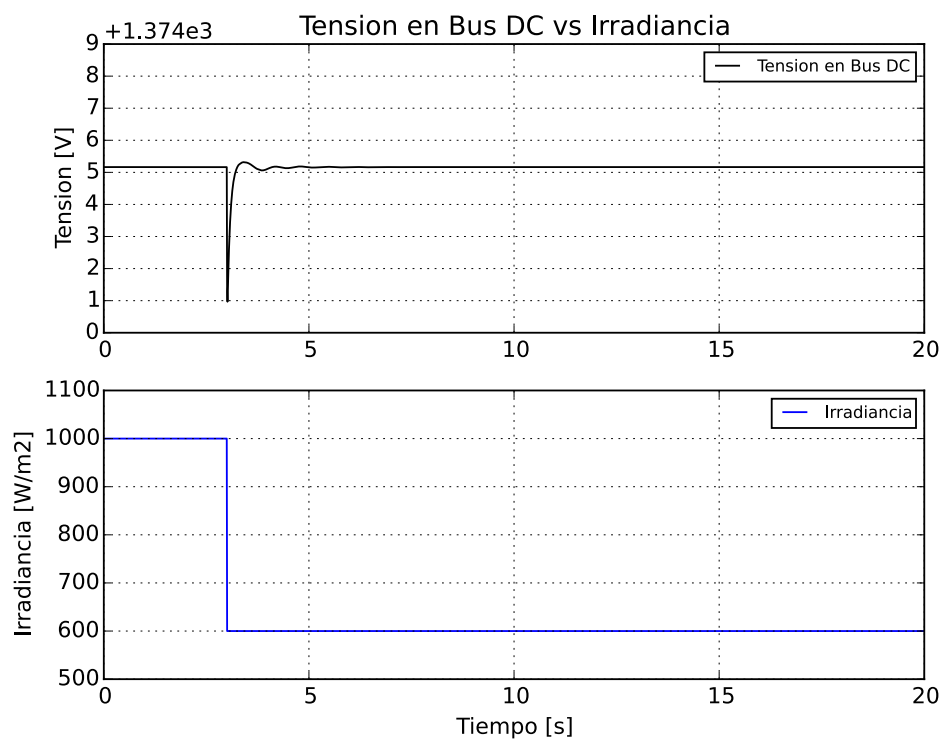


Figura 3.31: Curvas Irradiancia vs. V_{dc} en un Gen. PV con la disminución de la Irradiancia, Caso 3

Capítulo 4

Conclusiones

Los objetivos de este trabajo de fin de máster fueron el modelado y la simulación de una fuente de generación fotovoltaica en conjunto con un BESS. Se comprobó su funcionamiento y velocidad de respuesta ante problemas de estabilidad en el sistema eléctrico de la República Dominicana. A raíz de los resultados mostrados en capítulos anteriores se puede concluir lo siguiente.

Con el desarrollo del modelo estudiado a lo largo de este trabajo, se obtuvo una forma de acercar más a la realidad el comportamiento de la generación PV en un sistema eléctrico. Esto permitirá mejorar la calidad de los estudios realizados para la planificación y explotación de las redes. A su vez, esto habilita toda una carpeta de opciones para la realización de trabajos de investigación, como son:

- Desarrollar controles que mejoren la interacción entre los VSCs y la red.
- Desarrollar sistemas de comunicación entre los inversores que componen la planta.
- Desarrollar metodologías de explotación de redes que optimicen las aplicaciones de las fuentes de energía convencionales e incorporen las no convencionales.

También, haber modelado por separado los elementos que componen una planta PV facilitará su implementación en la búsqueda de nuevas estrategias de explotación de redes eléctricas como la utilización de VSCs en HVDC, etc.

Por otra parte, las simulaciones han demostrado las mejoras que presenta la red en términos de estabilidad, cuando las plantas PV responden a inestabilidades en el sistema. Además, se comprueba que con su velocidad de respuesta disminuyen las pérdidas de suministro y se mejora el seguimiento de la demanda.

La aplicación de normativas similares a la de Chile y Puerto Rico que obliga a los generadores PV a participar del mercado de regulación primaria permitiría disponer de un sistema más robusto desde el punto de vista de la estabilidad transitoria. Por igual, la aplicación de sistemas de almacenamiento estático, como son los BESS, genera todo un abanico de posibilidades para la inserción de energía renovable no convencional, como son las eólicas y solar fotovoltaica, sobretodo en sistemas aislados como el de la República Dominicana.

En general, con este trabajo se logró obtener las bases necesarias para desarrollar futuras investigaciones relacionadas a la explotación e inserción de las energías renovables a un mundo encaminado a la reducción del uso de combustibles fósiles y contaminantes del medio ambiente.

Sugerencias para trabajos futuros

Como trabajos futuros se proponen los siguientes:

- Desarrollar investigaciones que permitan mejorar, predecir y optimizar el uso de las baterías, evitando un rápido envejecimiento en estas. Esto permitiría reducir el mantenimiento y reposición de baterías a lo largo de la vida útil del proyecto, lo que se refleja como menores costos de inversión y mayor retorno de la inversión.
- Desarrollar nuevos controles que permitan mejorar la interacción entre la planta de generación a base de energías renovables no convencionales y la red a la que se interconectan participando activamente en los mercados de regulación.
- Desarrollar estrategias de control a nivel de planta para que estas presten servicios auxiliares al resto del sistema eléctrico de potencia.
- Desarrollar nuevas estrategias de explotación de la red de transporte que permitan una participación activa de los generadores renovables en el mantenimiento de la estabilidad del sistema.
- Desarrollar estrategias para la explotación de las redes de distribución basándose en dispositivos que utilizan la electrónica de potencia, como son conexiones de ramificaciones a través de arreglos back to back, etc.

Bibliografía

- [1] Wikipedia. Energía solar fotovoltaica — wikipedia, la enciclopedia libre, 2014. [Internet; descargado 31-mayo-2015].
- [2] Wikipedia. Energía renovable — wikipedia, la enciclopedia libre, 2014. [Internet; descargado 4-noviembre-2014].
- [3] Wikipedia. Energía solar fotovoltaica — wikipedia, la enciclopedia libre, 2014. [Internet; descargado 4-noviembre-2014].
- [4] Comisión Nacional de Energía CNE. Mapa solar de la república dominicana, 2011.
- [5] Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Plan de expansión de transmisión 2013-2020, 2013. [Internet; descargado 4-noviembre-2014].
- [6] Juan Manuel Mauricio Ferramola. *Control de Convertidores en Fuente de Tensión y Sistemas de Potencia con Generación Renovable*. PhD thesis, Universidad de Sevilla, 2009.
- [7] Amirnaser Yazdani and Reza Iravani. *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [8] Federico Milano. *Power System Modelling and Scripting*. 2010.
- [9] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*, volume 20073061 of *Electrical Engineering Handbook*. CRC Press, May 1994.
- [10] Francisco M Gonzalez-longatt, Miembro Ieee, and A Definición De Transformación Similar. Entendiendo la Transformación de Park. pages 3–6, 2004.
- [11] Katsuhiko Ogata. *Modern Control Engineering*. Pearson Education, fifth edit edition, 2010.
- [12] Wikipedia. Sistema de control — wikipedia, la enciclopedia libre, 2014. [Internet; descargado 4-noviembre-2014].
- [13] Solar Power Planet Earth. Solar panels (photovoltaic modules), 2014. [Internet; descargado 4-noviembre-2014].

- [14] A. L. Malta, S. F. Bicalho, L. P. Carlette, R. S. Moreira, D. E. Rodrigues, and H. A. Pereira. Development of a thermal visor to analyze the influence on temperature in the efficiency of a solar panel. In *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, pages 1–5. IEEE, April 2013.
- [15] Solar Power Planet Earth. Solar panels (photovoltaic modules), 2014. [Internet; descargado 13-junio-2014].
- [16] P. Mercier, R. Cherkaoui, and A. Oudalov. Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1469–1477, August 2009.
- [17] Yateendra Mishra, Ghavameddin Nourbakhsh, and Gerard Ledwich. The application of BESS in load shedding scheme. In *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pages 1–6. IEEE, September 2013.
- [18] Antonio Gómez Expósito, Ali Abur, Fernando Alvarado, Carlos Alvarez Bel, Claudio Cañizares, José Cidrás Pidre, Antonio Conejo Navarro, Antonio Fernandez Otero, Francisco Galiana García, Julio García Mayordomo, José Martínez Velasco, J. Felix Miñambres Arguelles, J. Ignacio Pérez Arriaga, Víctor Quintana, Michel Rivier Abbad, Luis Roco Rodríguez, and Julio Usaola García. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. 2002.
- [19] Chile Comisión Nacional de Energía. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio, 2014. [Internet; descargado 4-noviembre-2014].
- [20] Comisión Nacional de Energía CNE. Reglamento de aplicación de la ley general de electricidad 125-01, 2014. [Internet; descargado 30-septiembre-2014].
- [21] Organismo Coordinador OC. Oc-seni memoria anual 2014, 2014. [Internet; descargado 30-septiembre-2014].