

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**Control de frecuencia mediante inercia sintética en sistemas de energía
renovable para microrredes**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD, MENCIÓN SISTEMAS
ELÉCTRICAS DE POTENCIA**

Presentado por:

Luis Alfredo Obando Rodríguez

Marco Santiago Sánchez Ruiz

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2025

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedicamos, en primer lugar, a Dios, a nuestros padres, madres y hermanos quien con su ejemplo y esfuerzo nos guiaron por el camino con responsabilidad y perseverancia, alentándonos siempre a no rendirnos y nos animaron a culminar esta meta.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento para nuestras familias quienes ha sido el eje fundamental para la consecución de nuestros estudios, gracias por su apoyo incondicional durante todo el proceso.

De manera especial al PhD. Luis Ugarte, nuestro tutor, por su orientación, su guía, su acompañamiento humano y académico fue fundamental para finalizar con éxito el trabajo.

DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotros Luis Alfredo Obando Rodríguez y Marco Santiago Sánchez Ruiz acordamos y reconocemos que: La titularidad de los derechos patrimoniales de derechos de autor del proyecto de graduación corresponderá a los autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor de los autores. Los estudiantes deberán procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique a los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, a los 13 de septiembre del 2025.

Ing. Luis Alfredo Obando
Rodríguez

Ing. Marco Santiago
Sánchez Ruiz

EVALUADORES

Mgtr. Luis Alberto Pesantes Ocampo

REVISOR

PhD. Luis Fernando Ugarte Vega

TUTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

RESUMEN

El control de frecuencia en microrredes con alta penetración de energías renovables se aborda mediante la implementación de inercia sintética en sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Esto se debe a que, al conectarse a la red a través de convertidores, las plantas fotovoltaicas y eólicas no aportan la inercia natural de los generadores síncronos, lo que genera la necesidad de compensar dicha carencia con estrategias de control capaces de reforzar la estabilidad del sistema eléctrico. La metodología se aplicó en el software DIgSILENT PowerFactory, donde se programaron modelos de control en lenguaje DSL. Para ello se emplearon algoritmos de droop con banda muerta, evaluados primero en un sistema reducido y, posteriormente, en el sistema IEEE de 9 barras con integración de recursos renovables y almacenamiento. Los resultados indicaron que la activación de la inercia virtual redujo la tasa de cambio de frecuencia y mejoró el nadir. En el sistema aislado, la frecuencia mínima pasó de 59.3 Hz a 59.69 Hz, mientras que en el sistema de 9 barras la recuperación se redujo de 14.74 a 10.88 segundos gracias al soporte inercial. Además, el convertidor del BESS alcanzó picos de hasta 3.5 MW y logró amortiguar perturbaciones. En cuanto a las plantas renovables, aunque el efecto sobre la potencia activa fue limitado, se observó un aporte favorable en la estabilidad transitoria y en la calidad del voltaje. De esta manera, la inercia virtual se consolida como una alternativa confiable para sostener la frecuencia en microrredes actuales, por lo que resulta recomendable validar su aplicación en proyectos piloto y promover lineamientos que faciliten su incorporación en entornos reales.

Palabras Clave: Almacenamiento en baterías, Control de frecuencia, Energías renovables, Inercia virtual, Microrredes.

ABSTRACT

Frequency control in microgrids with high penetration of renewable energy sources is addressed through the implementation of synthetic inertia in battery energy storage systems (BESS). Since photovoltaic and wind plants are connected to the grid through converters, they do not provide the natural inertia of synchronous generators, creating the need to compensate for this deficiency with control strategies that enhance system stability. The methodology was carried out using DIgSILENT PowerFactory, where control models were programmed in DSL. Droop algorithms with deadband were applied, first tested in a reduced system and later in the IEEE 9-bus system with integrated renewable resources and storage. The results showed that activating synthetic inertia reduced the rate of change of frequency and improved the nadir. In the isolated system, the minimum frequency increased from 59.3 Hz to 59.69 Hz, while in the 9-bus system recovery time decreased from 14.74 to 10.88 seconds due to inertial support. In addition, the BESS converter reached peaks of up to 3.5 MW and was able to mitigate disturbances. For renewable plants, although the impact on active power was limited, a positive contribution was observed in transient stability and voltage quality. These findings confirm synthetic inertia as a reliable alternative to sustain frequency in modern microgrids, making it advisable to validate its application in pilot projects and to promote guidelines that facilitate its implementation in real operating environments.

.

Keywords: Battery energy storage, Control of frequency, Microgrids, Renewable energy, Virtual inertia.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XI
SIMBOLOGÍA.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLA	XIV
CAPÍTULO 1	15
1 Introducción.....	15
1.1 Descripción del problema.....	15
1.2 Justificación del problema.....	16
1.3 Objetivos.....	17
1.3.1 Objetivo general.....	17
1.3.2 Objetivos específicos.....	17
1.4 Marco teórico.....	18
1.4.1 Efectos de la baja inercia en la estabilidad de frecuencia.....	20
1.4.2 Estándares de frecuencia en microrredes conectadas e independientes.....	21
1.4.3 Método de inercia sintética.....	23
1.4.4 Sincroconvertidores.....	25
1.4.5 Topología basada en la ecuación de oscilación.....	27
1.4.6 Topología de maquina síncrona (visma).....	28
CAPÍTULO 2	31
2 Metodología.....	31
2.1 Modelos de simulación sistema de almacenamiento en baterías	31
2.2 Modelo de prueba utilizado.....	32

2.3	Implementación de un control de inercia virtual en una batería mediante dsl en digsilent powerfactory.....	33
2.3.1	Marco compuesto.....	33
2.4	Consideraciones para el diseño.....	35
2.4.1	Módulos específicos.....	35
2.4.2	Control de Frecuencia.....	37
2.4.3	Control potencia activa y reactiva.....	38
2.4.4	Control de carga.....	40
2.4.5	Convertidor trifásico dc-ac.....	41
2.4.6	Modelo de batería.....	42
CAPÍTULO 3		44
3	Resultados Y ANÁLISIS	44
3.1	Respuesta de frecuencia ante perturbaciones de carga.....	45
3.1.1	Respuesta sin inercia virtual.....	45
3.1.2	Respuesta con inercia virtual.....	46
3.1.3	Comparación e implicaciones.....	46
3.2	Respuesta de las variables del convertidor en el bess.....	46
3.2.1	Potencia de salida del convertidor pwm:.....	47
3.2.2	Control de carga: corriente de referencia id entrada/salida.....	47
3.2.3	Se aprecia la conexión del escalón de carga en t Escalón de carga y potencia activa total.....	48
3.2.4	Estado de carga de la batería (soc).....	48
3.2.5	Resultados de la simulación en el sistema de 9 barras.....	48
3.2.6	Respuesta del sistema bess.....	50
3.2.7	Respuesta del sistema fotovoltaico.....	51
3.2.8	Respuesta del sistema eólico.....	53
3.2.9	Comparación entre la respuesta de frecuencia en el sistema de 9 barras con renovables y el sistema de prueba pequeño con un generador y carga.....	54

CAPÍTULO 4.....	57
4 Conclusiones Y RECOMENDACIONES	57
4.1 Conclusiones.....	58
4.2 Recomendaciones.....	59
BIBLIOGRAFÍA.....	61
ANEXOS	67

ABREVIATURAS

APA	American Psychological Association
BESS	Battery Energy Storage System
DSL	Dynamic Simulation Language
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
ESS	Energy Storage System
FER	Fuente de Energía Renovable
f_{grid}	Frecuencia de la red
i_{dref}	Corriente de referencia de la potencia activa
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IGBT	Transistor Bipolar de Puerta Aislada
NERC	North American Reliability Corporation
P_{iref}	Corriente de referencia de la potencia reactiva
P_{meas}	Potencia Activa medida
PQ-Control	Control de Potencia Activa
P_{ref}	Potencia de referencia
PWM	Pulse-Width Modulation
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SOC	State of Charge
U_{meas}	Tensión de la red
UFLS	Under Frequency Load Shedding
VCS	Voltage Source Converter

SIMBOLOGÍA

seg Segundos

MVA Mega Voltio Amperio

MW Megavatios

Mvar Mega voltio amperios reactivos

Hz Hertz

p.u. Por unidad

m/s Metro sobre segundo

W/m² irradiación

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Cambio de generación eléctrica basada en inversores	19
Figura 1.2 Aporte inercia virtual.....	21
Figura 1.3 Estándar de frecuencia para microrredes.....	22
Figura 1.4 Tipos de implementación de inercial virtual	24
Figura 1.5 Topología de sincroconvertidor: (a) esquema general que muestra el principio de operación; (b) diagrama de control detallado que presenta las ecuaciones de modelado.....	26
Figura 1.6 Topología basada en la ecuación de oscilación: a) Principio General b) Modelo de control.....	27
Figura 1.7 Topología VISMA	29
Figura 2.1 Sistema de 9 barras adaptado para simulación con recursos renovables y BESS Elaboración de los autores.....	32
Figura 2.2 Marco compuesto para control de inercia virtual en un BESS implementado en DIgSILENT PowerFactory	34
Figura 2.3 Estructura de control del BESS implementada en PowerFactory	36
Figura 2.4 Esquema del control de frecuencia implementado en el BESS.....	38
Figura 2.5 Control de potencia activa y reactiva (P-Q) del BESS	39
Figura 2.6 Control de carga del BESS.....	40
Figura 2.7 Convertidor trifásico DC-AC.	41
Figura 2.8 Diagrama de modelo de batería equivalente	43
Figura 3.1 Sistema de prueba aislado para la validación del control de inercia virtual..	44
Figura 3.2 Respuesta de frecuencia del sistema de pruebas con y sin inercia virtual ...	45
Figura 3.3 Variables del convertidor del sistema BESS.....	47
Figura 3.4 Respuesta de frecuencia del sistema de 9 barras con y sin inercia virtual...49	49
Figura 3.5 Respuesta del sistema BESS con y sin inercia virtual.....	50
Figura 3.6 Respuesta del sistema fotovoltaico con y sin inercia virtual del BESS	51
Figura 3.7 Respuesta dinámica del generador eólico tipo 2 con y sin inercia virtual	53

ÍNDICE DE TABLA

Tabla 1.1 Características generales de las estrategias de control para inercia virtual... 30

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

La transición hacia fuentes de energía renovables, como la fotovoltaica y la eólica, introduce grandes desafíos para la estabilidad de los sistemas eléctricos debido a su naturaleza intermitente, particularmente en microrredes. La incorporación o sustitución de generadores síncronos convencionales por inversores electrónicos elimina la inercia rotacional natural, que es un pilar fundamental para soportar las variaciones de frecuencias del sistema ante una perturbación [1].

Este problema se evidencia con mayor claridad en las microrredes aisladas, en donde los sistemas de baja inercia son más vulnerables a sufrir eventos no deseados, como desconexiones, aperturas de protecciones por desbalance entre generación y carga, e incluso colapsos generales [2]. La estabilidad de frecuencia en este tipo de redes depende directamente de la capacidad de los convertidores para responder de forma rápida y coordinada a contingencias.

La implementación de inercia sintética constituye una alternativa que permite dar soporte de frecuencia en eventos críticos. Investigaciones recientes demuestran que esta técnica no solo reduce la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) y limita el nadir, sino que también mejora el tiempo de recuperación tras un evento, favoreciendo la resiliencia operativa de la microrred, [3], [4].

Este trabajo valida la eficacia de la inercia sintética en microrredes renovables mediante simulaciones en PowerFactory. Asimismo, se plantea un marco metodológico que permita analizar su impacto bajo diferentes escenarios operativos. Con ello se espera aportar una herramienta práctica para ingenieros e investigadores que trabajan en la mejora de la estabilidad y confiabilidad de las microrredes del futuro.

1.1 Descripción del problema

Tradicionalmente, la inercia en los sistemas eléctricos ha dependido de las masas giratorias de los generadores síncronos conectados directamente a la red. Sin embargo, en la última década, la incorporación acelerada de fuentes renovables como la solar fotovoltaica y la eólica ha transformado notablemente la dinámica de los sistemas de potencia. Este cambio se explica por el

uso de electrónica de potencia como interfaz con la red, lo que disminuye la inercia natural disponible [1].

Esa reducción de inercia natural hace que los sistemas respondan con más sensibilidad a las variaciones de generación y carga, elevando la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF). En microrredes con alta presencia de renovables, esto puede activar protecciones automáticas y alterar la continuidad del suministro eléctrico. Los mecanismos tradicionales de control primario resultan insuficientes ante estas perturbaciones rápidas, pues su respuesta es relativamente lenta [2].

Una alternativa efectiva es la implementación de inercia sintética, también llamada inercia virtual, mediante convertidores tipo *grid-forming* o estructuras de control adaptadas. Esta estrategia ha demostrado mejorar significativamente la estabilidad de frecuencia al aportar amortiguamiento y mimetizar características dinámicas de generadores síncronos [3], [4].

Además, se han desarrollado métodos más avanzados para reforzar aún más esta respuesta. Por ejemplo, un estabilizador amortiguador basado en inercia virtual, incorporado a sistemas con baterías, ha demostrado mejorar la respuesta de frecuencia en microrredes ante perturbaciones [5]. Y otras propuestas recientes integran almacenamiento superconductivo (SMES) para ofrecer una respuesta inercial rápida y eficaz que supera a los sistemas convencionales de almacenamiento [6].

Con base en esto, el presente estudio propone validar estas estrategias de inercia sintética en un entorno simulado PowerFactory y evaluar su eficacia operativa en microrredes renovables bajo distintos escenarios. El objetivo es proporcionar una metodología robusta que oriente el diseño y la implementación de controladores iniciales, contribuyendo a la estabilidad y confiabilidad de las microrredes modernas.

1.2 Justificación del problema

La estabilidad de la frecuencia es esencial para la operación de cualquier sistema eléctrico, pues garantiza la continuidad del servicio y la protección de los equipos. En sistemas tradicionales, la inercia rotacional de los generadores síncronos ha sido suficiente para amortiguar perturbaciones. Sin embargo, la creciente participación de energías renovables, caracterizadas por su variabilidad e interconexión mediante electrónica de potencia, ha reducido considerablemente este soporte natural [7].

Este fenómeno es especialmente crítico en microrredes, donde la baja inercia disponible genera desviaciones de frecuencia más rápidas y pronunciadas. Estudios recientes han mostrado que, sin medidas adicionales, la integración de recursos renovables puede comprometer la estabilidad dinámica y activar protecciones de forma indeseada [8]. Frente a esta situación, surge la necesidad de adoptar estrategias de control capaces de ofrecer una respuesta más rápida y flexible que la de los métodos convencionales.

Entre las soluciones más investigadas se encuentra la inercia sintética, implementada en inversores *grid-forming* y sistemas de almacenamiento. Esta técnica emula el comportamiento de las máquinas síncronas, mejorando el nadir de frecuencia y reduciendo la tasa de cambio (RoCoF) tras una perturbación. Investigaciones recientes han demostrado su efectividad tanto en microrredes aisladas como en sistemas interconectados, destacando su potencial para garantizar la estabilidad operativa en escenarios de alta penetración renovable [9], [10].

En este trabajo se plantea la implementación y evaluación de controladores de inercia sintética en un entorno de simulación basado en DIgSILENT PowerFactory. El propósito es analizar el impacto de esta estrategia bajo distintos escenarios y niveles de penetración renovable, aportando evidencia académica y lineamientos prácticos que contribuyan al diseño de microrredes más seguras, eficientes y resilientes en el futuro.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Desarrollar un sistema de control que integre inercia sintética, con el fin de mejorar la estabilidad de frecuencia en microrredes con alta penetración de fuentes de energía renovables de baja inercia.

1.3.2 Objetivos específicos

En esta sección se presentan los objetivos específicos definidos para el desarrollo de la investigación. Cada objetivo responde directamente al propósito general del estudio y permite orientar de manera ordenada las actividades planteadas. Estos objetivos delimitan el alcance del trabajo y guían la metodología aplicada, asegurando que los resultados obtenidos puedan ser evaluados en función de las metas propuestas.

1. Implementar un modelo de inercia sintética en las FER para mitigar la tasa de cambio de frecuencia durante disturbios en una microrred.
2. Diseñar un algoritmo de control de caída de frecuencia que reestablezca la frecuencia de una microrred utilizando la desviación entre la frecuencia real y su referencia.
3. Simular el comportamiento dinámico del sistema de control de inercia virtual propuesto en el software DIgSILENT PowerFactory para FER con el fin de evaluar su efectividad en condiciones de operación variadas.
4. Analizar los resultados de las simulaciones para identificar mejoras en la respuesta de la microrred ante perturbaciones y su capacidad para mantener la estabilidad de frecuencia.
5. Proponer recomendaciones para la implementación de controles adicionales que optimicen la integración de las fuentes de energía renovables y mejoren la resiliencia de la microrred.

1.4 Marco teórico

Los sistemas eléctricos de potencia han experimentado transformaciones notables debido a la creciente integración de fuentes de energía renovable. Tecnologías como la eólica y la fotovoltaica se conectan a la red mediante convertidores de potencia, lo que introduce nuevos retos en la operación y el control. Para responder a la creciente demanda y facilitar la integración renovable, se han desarrollado infraestructuras avanzadas como la transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC) y las redes de media tensión, que permiten interconectar sistemas eléctricos y soportar aplicaciones en microrredes [4].

La elevada penetración de renovables ha desplazado gradualmente a los generadores síncronos convencionales, reduciendo la inercia rotacional aportada por las masas giratorias. Esta disminución compromete la estabilidad de frecuencia del sistema y lo hace más vulnerable a perturbaciones [12]. Eventos caracterizados por un nadir reducido o una elevada tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) pueden derivar en la actuación indeseada de protecciones, colapsos de frecuencia y fallas en cascada [3].

Este cambio en la composición de los sistemas eléctricos, caracterizado por la transición de una red con alta inercia hacia otra dominada por inversores con baja inercia, se representa en la Figura 1.1.

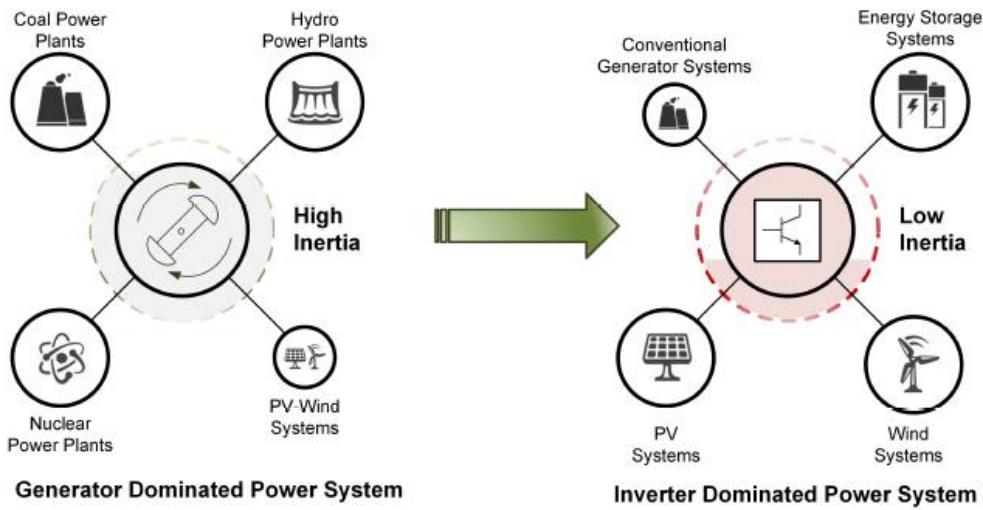


Figura 1.1 Cambio de generación eléctrica basada en inversores [13].

Ante este panorama, se requieren mecanismos capaces de mitigar los efectos negativos de la variabilidad de frecuencia. Una de las soluciones más investigadas consiste en emular el comportamiento de los generadores síncronos mediante inercia sintética, proporcionando servicios de soporte a la frecuencia [14]. En sistemas tradicionales, las masas rotatorias almacenan energía cinética que se intercambia durante un desbalance de potencia. La ausencia de este recurso en los convertidores hace necesario un lazo de control inercial que pueda responder en tiempos más cortos. Dicho lazo, implementado en el inversor, inyecta o absorbe potencia activa según la desviación detectada [4].

Diversos enfoques han sido propuestos en la literatura. Uno de ellos es operar plantas fotovoltaicas por debajo de su punto de máxima potencia (MPPT), reservando un margen de potencia para responder a variaciones de frecuencia. Si bien esta técnica mejora la dinámica, sacrifica eficiencia. Por ello, se ha extendido el uso de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), que permiten mantener la operación en MPPT y proporcionar soporte inercial mediante energía almacenada [10].

Otra estrategia se basa en la detección de la RoCoF para calcular una potencia de referencia que se inyecta a través del inversor. Asimismo, se han desarrollado esquemas inspirados en máquinas síncronas, como el *synchronverter*, que reproduce la ecuación de oscilación de un generador convencional para calcular el ángulo de referencia y el voltaje de salida del inversor. Esta técnica incorpora lazos de amortiguamiento que mejoran la estabilidad transitoria [15]. Finalmente, el control basado en osciladores virtuales ha demostrado ser eficaz para coordinar múltiples

convertidores en microrredes aisladas, favoreciendo la sincronización y reduciendo oscilaciones [5].

1.4.1 Efectos de la baja inercia en la estabilidad de frecuencia

En esta sección se presentan los fundamentos matemáticos que relacionan la inercia de un sistema eléctrico con la variación de frecuencia. Para ello, se utiliza la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, la cual permite aproximar la desviación de frecuencia que experimenta un sistema de potencia tras una perturbación [16].

$$P_g - P_l = \frac{1}{2} J \frac{d\omega_s^2}{dt} = J\omega_s \frac{d\omega_s}{dt} \quad (1.1)$$

Donde:

- P_g : Potencia generada
- P_l : Potencia de carga + pérdidas
- J : Inercia total del sistema
- ω_s : Frecuencia angular del sistema

La constante de inercia del sistema eléctrico, H , se define como:

$$H = \frac{1}{2} J \frac{\omega_s^2}{S_s} \quad (1.2)$$

donde S_s representa la potencia aparente del sistema. Sustituyendo en la expresión inicial, se obtiene:

$$\frac{2H}{\omega_s} \left(\frac{d\omega_s}{dt} \right) = \frac{P_g - P_l}{S_s} \quad (1.3)$$

En términos de frecuencia (Hz):

$$\frac{2H}{f_s} \frac{df_s}{dt} = \frac{P_g - P_l}{S_s} \quad (1.4)$$

Donde f_s representa la frecuencia del sistema en Hz y $\frac{df_s}{dt}$ representa el RoCoF.

De esta ecuación se desprende que la tasa de variación de frecuencia (RoCoF) es inversamente proporcional a la inercia del sistema. Este comportamiento de los sistemas de potencia con baja inercia y la necesidad de soporte virtual puede observarse en la Figura 1.2, que ilustra los efectos de la inercia sobre el RoCoF y el nadir de frecuencia [17].

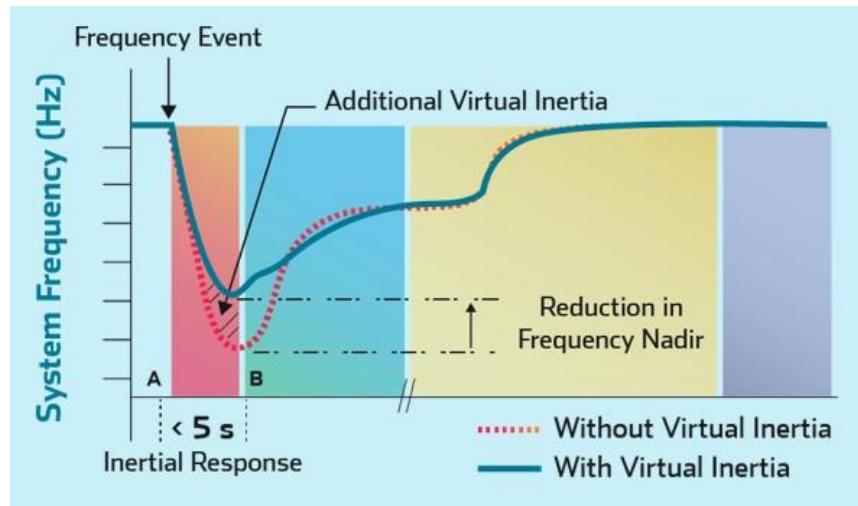


Figura 1.2 Aporte inercia virtual [17]

1.4.2 Estándares de frecuencia en microrredes conectadas e independientes

La Figura 1.3 presenta los principales criterios de frecuencia aplicables a microrredes en modo conectado a la red principal y en condición aislada. En sistemas conectados, la frecuencia está regulada por el sistema interconectado, lo que restringe las desviaciones a márgenes estrechos. Sin embargo, la creciente penetración de generación renovable no síncrona ha reducido la inercia del sistema, provocando que incluso pequeñas perturbaciones se traduzcan en variaciones más rápidas de la frecuencia [13].

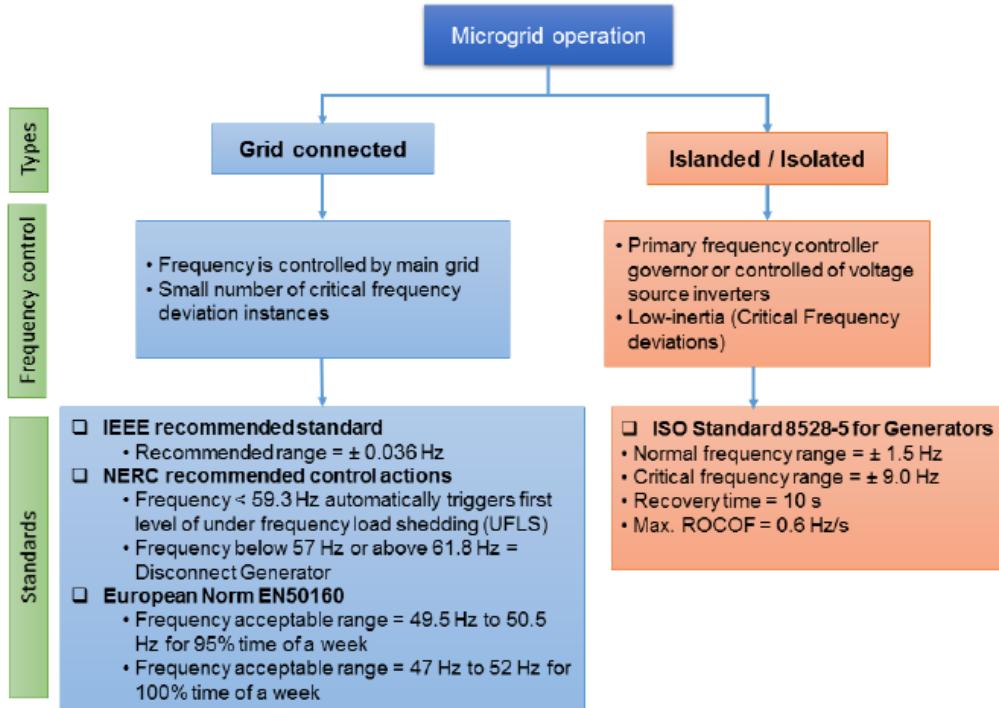


Figura 1.3 Estándar de frecuencia para microrredes [13].

En este escenario, el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) propone un rango de ±0,036 Hz para la frecuencia en operación nominal. Este valor responde a la necesidad de mantener alta calidad y confiabilidad en sistemas donde la frecuencia es un parámetro crítico para la sincronización y la operación estable de los equipos eléctricos [18]. De forma complementaria, la North American Electric Reliability Corporation (NERC) establece que el primer nivel de deslastre automático de carga por baja frecuencia (UFLS) debe activarse cuando la frecuencia cae por debajo de 59,3 Hz en sistemas de 60 Hz, con el fin de contener eventos severos y restablecer el balance entre generación y demanda [19]. Además, NERC sugiere la desconexión de unidades generadoras si la frecuencia desciende por debajo de 57 Hz o excede 61,8 Hz, evitando daños a los equipos y posibles fallas en cascada.

En el ámbito europeo, la norma EN 50160 regula la calidad del suministro eléctrico y define rangos aceptables de frecuencia para redes de distribución. De acuerdo con este estándar, la frecuencia debe mantenerse entre 49,5 y 50,5 Hz durante al menos el 95 % de la semana, y entre 47 y 52 Hz durante la totalidad de la semana. Estos márgenes reflejan el compromiso entre confiabilidad técnica y flexibilidad operativa en sistemas con elevada participación renovable [20].

En contraste, para microrredes en modo aislado no existen normas internacionales unificadas que definen límites de frecuencia. La estabilidad depende de la composición de la generación y de la elasticidad de la demanda. En este contexto, investigaciones recientes muestran que la baja inercia lleva a mayores excusiones de frecuencia y valores elevados de RoCoF, exigiendo estrategias de control adaptativas como PI autoajustables mediante GA-ANN para mantener la frecuencia cerca del valor nominal [21]. Esta flexibilidad, sin embargo, debe acompañarse de un diseño cuidadoso de esquemas de control inercial que aseguren la continuidad y la confiabilidad de la microrred.

La baja presencia de generadores síncronos en microrredes insulares conlleva a mayores excusiones de frecuencia y valores elevados de RoCoF. Esta vulnerabilidad refuerza la necesidad de contar con estrategias de soporte inercial, ya sea mediante almacenamiento de energía dedicado (BESS) o a través del control de plantas renovables que operen bajo su punto de máxima potencia para liberar reservas en caso de contingencia [5]. Cabe señalar que, en operación aislada, los límites permisibles de nadir y RoCoF tienden a ser menos estrictos que en sistemas interconectados, lo que permite aprovechar con mayor eficiencia los recursos disponibles. Esta flexibilidad, sin embargo, debe acompañarse de un diseño cuidadoso de esquemas de control inercial que aseguren la continuidad y la confiabilidad de la microrred.

1.4.3 Método de inercia sintética

Los problemas de estabilidad de frecuencia a corto plazo en microrredes se deben principalmente a la limitada capacidad de respuesta del sistema y a la ausencia de reservas iniciales naturales, como las que aportan los generadores síncronos. Para mitigar este efecto, la literatura científica propone el uso de inercia sintética, implementada mediante convertidores de potencia controlados y sistemas de almacenamiento de energía [13].

La inercia sintética permite emular el comportamiento dinámico de los generadores convencionales a través de algoritmos de control que actúan sobre inversores, turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos y unidades de almacenamiento. Su objetivo es aportar potencia activa de manera transitoria cuando ocurre una perturbación, reduciendo el RoCoF y mejorando el nadir de frecuencia [2]. Este mecanismo, aunque no proporciona inercia física, resulta eficaz para reforzar la estabilidad y la confiabilidad de microrredes con alta participación renovable.

En la literatura se han propuesto distintos enfoques para implementar inercia virtual. Algunos se basan en modelos de generadores síncronos, como los *synchronverters* o las *Virtual Synchronous*

Machines (VSM). Otros recurren a la ecuación de oscilación, aplicando topologías como el *Synchronverter Power Controller (SPC)* o el *VSM de laboratorio*. También existen métodos fundamentados en la respuesta frecuencia-potencia, entre los que destacan los esquemas tipo *Virtual Synchronous Generator (VSG)* y las aproximaciones por *droop control*. Finalmente, se han desarrollado técnicas basadas en controladores osciladores virtuales (VOC), que facilitan la coordinación entre múltiples inversores en microrredes aisladas [22], [5].

La Figura 1.4 muestra la clasificación de las diferentes topologías propuestas en la literatura para la implementación de inercia virtual, incluyendo enfoques basados en modelos de generadores síncronos, ecuación de oscilación, respuesta frecuencia-potencia y osciladores virtuales [23].

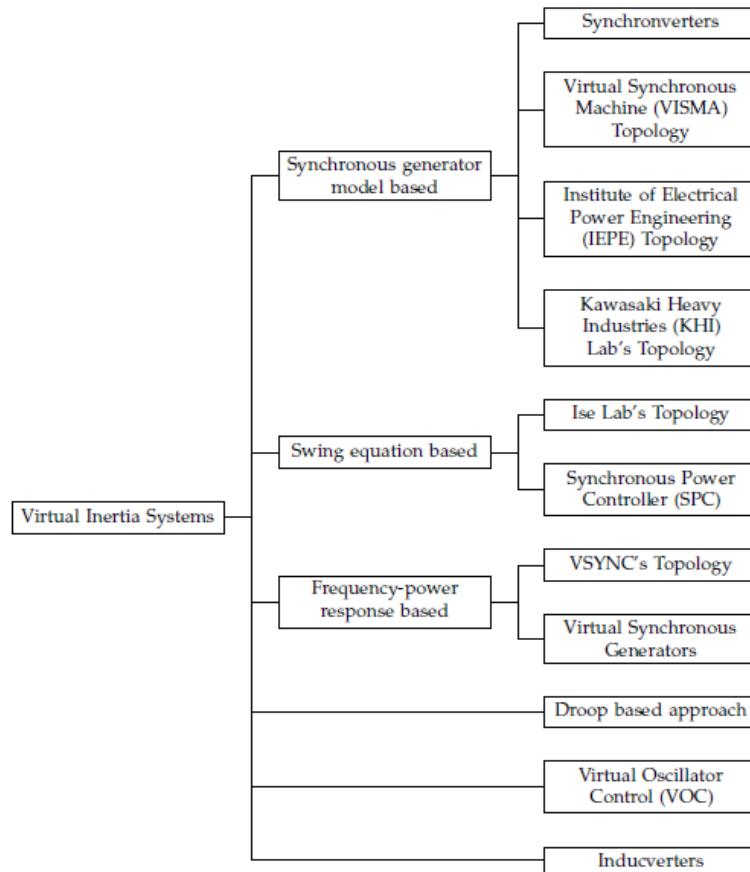


Figura 1.4 Tipos de implementación de inercial virtual [23].

Cada uno de estos métodos presenta ventajas y limitaciones. Los *synchronverters* ofrecen un modelado fiel del generador síncrono, aunque requieren mayor capacidad de cómputo. Los VSG proporcionan una respuesta efectiva ante perturbaciones, pero su desempeño depende de una correcta sintonización de parámetros. El control *droop* resulta más simple de implementar, aunque puede presentar problemas de estabilidad en condiciones de baja inercia. Por su parte, los

osciladores virtuales destacan por su capacidad de sincronizar múltiples convertidores, aunque requieren esquemas de comunicación confiables [4].

La elección del método adecuado depende de factores como el nivel de penetración renovable, la topología de la microrred y la disponibilidad de almacenamiento. En cualquier caso, la incorporación de inercia sintética se perfila como un componente esencial para garantizar la estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos modernos.

1.4.4 Sincroconvertidores

Los sincroconvertidores constituyen una técnica de control mediante la cual las unidades de generación distribuida basadas en inversores se operan de manera análoga a los generadores síncronos, reproduciendo desde el punto de vista de la red las mismas dinámicas que aportan las máquinas rotatorias convencionales [16]. Esta estrategia se fundamenta en la premisa de que, al emular el comportamiento de los generadores síncronos, es posible mantener los esquemas tradicionales de operación del sistema eléctrico sin introducir cambios estructurales significativos.

La topología de los sincroconvertidores fue inicialmente propuesta por Zhong y Weiss, y desde entonces ha sido ampliamente desarrollada en la literatura, convirtiéndose en un referente para el control inercial sintético [24]. Su principio de funcionamiento se basa en la implementación de las ecuaciones que describen la dinámica de un generador síncrono, en especial la ecuación de oscilación y las relaciones entre potencia activa, frecuencia y ángulo de rotor. A partir de estas expresiones, el inversor puede reproducir la respuesta inercial y de amortiguamiento característica de un generador real [22].

Matemáticamente, el comportamiento dinámico se describe a partir de ecuaciones como:

$$T_E = M i_f < i, \sin \alpha > \quad (1.5)$$

$$E = \dot{\alpha} i_f M \sin \alpha \quad (1.6)$$

$$Q = \dot{\alpha} i_f M < i, \cos \alpha > \quad (1.7)$$

Donde T_E representa el torque electromagnético, M la inductancia mutua, i_f la corriente de excitación, α el ángulo, E el voltaje de campo y Q a potencia reactiva. Estos parámetros permiten

ajustar el comportamiento del sincroconvertidor de acuerdo con los requisitos de estabilidad de frecuencia de la microrred.

El esquema de control se estructura en dos bucles principales: el de frecuencia y el de tensión. En el bucle de frecuencia, el par mecánico virtual (T_m) se genera a partir de la potencia activa de referencia (P^*) y la frecuencia angular nominal de la red (ω_n). Este lazo produce una frecuencia angular virtual (ω), que se integra para obtener la señal de fase (θ), utilizada en la modulación por ancho de pulso (PWM). En el bucle de tensión, la diferencia entre el voltaje de referencia y la amplitud del voltaje de la red se combina con el error en la potencia reactiva, generando la excitación virtual que regula la salida del inversor [25].

La Figura 1.5 presenta la topología de un sincroconvertidor, incluyendo tanto el principio de operación como el esquema detallado de los bucles de control. Esta configuración permite que los inversores emulen la dinámica de los generadores síncronos y aporten inercia sintética al sistema eléctrico [13].

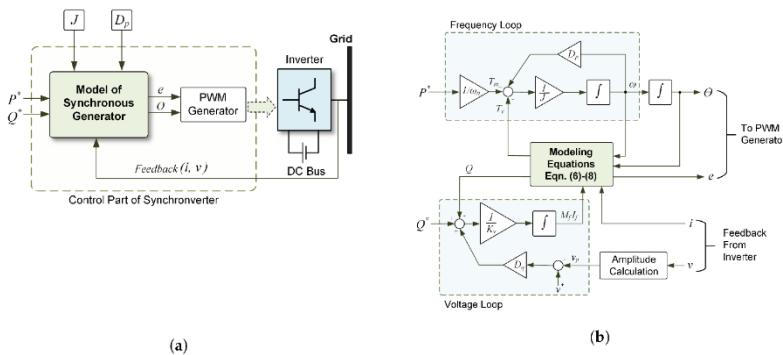


Figura 1.5 Topología de sincroconvertidor: (a) esquema general que muestra el principio de operación; (b) diagrama de control detallado que presenta las ecuaciones de modelado [13].

La principal ventaja de los sincroconvertidores es que permiten utilizar técnicas de control y protección diseñadas para generadores síncronos, facilitando su integración en redes existentes sin modificaciones profundas en la infraestructura. Investigaciones recientes destacan que este enfoque mejora el amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia y la respuesta transitoria ante perturbaciones [5]. No obstante, su implementación requiere elevada capacidad de cálculo y una sintonización cuidadosa de parámetros como el momento de inercia virtual (J) y el coeficiente de amortiguamiento (D_p), cuyo ajuste incorrecto puede comprometer la estabilidad [2].

1.4.5 Topología basada en la ecuación de oscilación

La implementación de inercia virtual mediante la ecuación de oscilación representa una variante de los sincroconvertidores, pero con un planteamiento simplificado. En lugar de reproducir todo el modelo del generador síncrono, este enfoque calcula de manera directa la ecuación potencia-frecuencia en cada ciclo de control, emulando así el efecto inercial en la dinámica del sistema [13].

La Figura 1.6a ilustra el principio de operación: el controlador recibe como entradas la corriente de salida del inversor (i) y el voltaje en el punto de conexión (v), a partir de los cuales estima la frecuencia de la red (ω_g) y la potencia activa suministrada (P_{out}). Estos valores, junto con la potencia de entrada equivalente (P_{in}), alimentan el algoritmo de control. El modelo detallado, mostrado en la Figura 1.6b, describe cómo el bloque de control utiliza las señales de error para ajustar la potencia activa y generar el par inercial equivalente que estabiliza la frecuencia [13].

A diferencia de los sincroconvertidores tradicionales, esta topología no requiere calcular explícitamente la derivada de la frecuencia. Esta característica es ventajosa, ya que el cálculo de derivadas tiende a amplificar el ruido en las mediciones, lo que puede comprometer la estabilidad del lazo de control [26]. Gracias a ello, los algoritmos basados en la ecuación de oscilación ofrecen mayor robustez ante condiciones reales de operación, donde el ruido en las señales de tensión y corriente es inevitable.

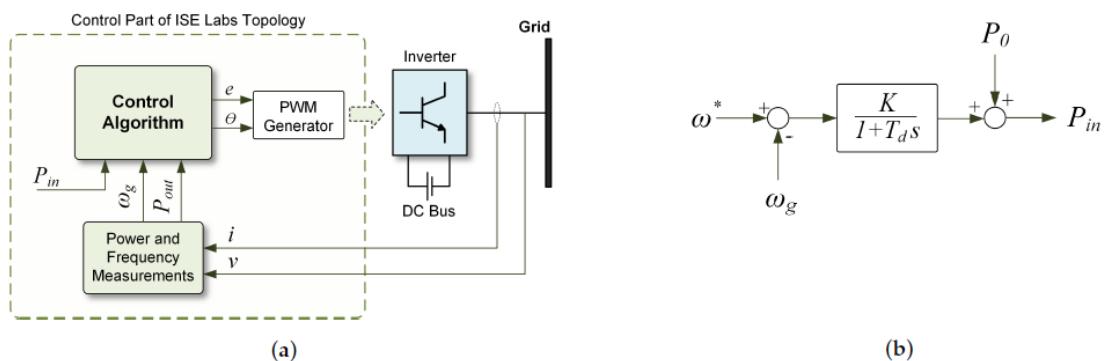


Figura 1.6 Topología basada en la ecuación de oscilación: a) Principio General b) Modelo de control [13].

Otra ventaja de este método es su capacidad de habilitar el modo *grid-forming*, lo que permite a los inversores establecer tanto tensión como frecuencia en microrredes aisladas. Esto resulta especialmente útil en contextos donde la proporción de generación síncrona es reducida o

inexistente, como en sistemas insulares o rurales [22]. No obstante, este enfoque también presenta limitaciones: la resolución en tiempo real de la ecuación de oscilación puede verse afectada por problemas de inestabilidad numérica, y una sintonización inadecuada de parámetros clave —como el momento de inercia virtual (J) y el coeficiente de amortiguamiento (D_p)— puede derivar en oscilaciones indeseadas que comprometan la estabilidad global [2], [3].

1.4.6 Topología de maquina síncrona (visma)

La máquina síncrona virtual (VISMA) constituye una de las técnicas de control más difundidas para dotar a los sistemas eléctricos con convertidores de un comportamiento análogo al de los generadores síncronos. Su estructura permite que un inversor conectado a un bus de corriente continua (DC) y acoplado a la red de corriente alterna (AC) reproduzca la respuesta dinámica de una máquina rotatoria real, ofreciendo así soporte inercial frente a perturbaciones [13].

El principio básico de VISMA se apoya en la relación inversa entre la potencia activa entregada por el convertidor y la variación de la velocidad angular del rotor virtual. Gracias a este mecanismo, la frecuencia del sistema puede estabilizarse de manera similar a como lo hacen los generadores síncronos tradicionales, aportando robustez en escenarios con alta penetración de energías renovables [22].

La Figura 1.7 presenta el esquema general de esta topología. En él se observa cómo el control de corriente y el lazo de fase (*Phase Locked Loop*, PLL) se coordinan con el modulador PWM para que el inversor regule activamente la potencia y la frecuencia. Esta arquitectura permite que el sistema responda ante cambios de carga y desviaciones de frecuencia con características semejantes a las de un generador síncrono convencional, favoreciendo la estabilidad transitoria y la confiabilidad operativa [13].

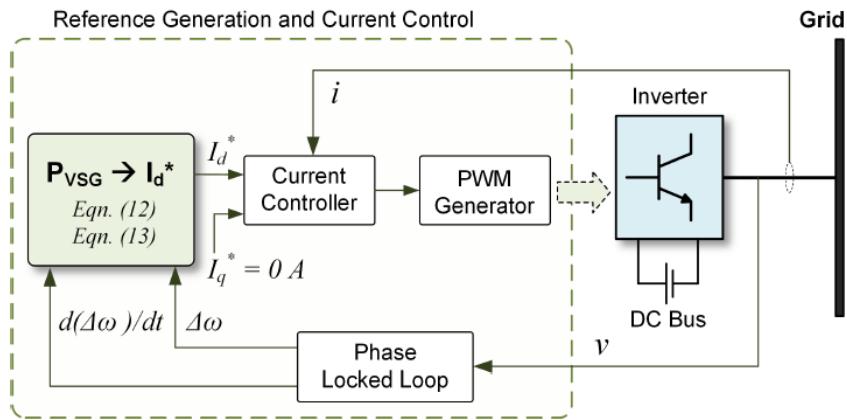


Figura 1.7 Topología VISMA [13].

Estudios recientes destacan que VISMA no solo mejora el nadir y la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), sino que también incrementa el amortiguamiento de oscilaciones en microrredes con alta penetración renovable. Investigaciones en microrredes fotovoltaicas y eólicas muestran que esta técnica supera en desempeño a esquemas tradicionales como el *droop control*, especialmente en condiciones de baja inercia [27], [28]. Asimismo, la integración de VISMA con sistemas de almacenamiento en baterías ha demostrado ser eficaz para mejorar la recuperación de frecuencia y reducir la necesidad de reservas giratorias [4].

En la literatura se reconocen diversas estrategias de implementación de inercia virtual, cada una con ventajas y limitaciones particulares. La Tabla 1.1 sintetiza estas aproximaciones, destacando sus características clave y los desafíos asociados a su aplicación en microrredes modernas. Este análisis comparativo resulta fundamental para identificar el contexto en que cada técnica puede ofrecer un mejor desempeño y qué condiciones operativas representan un mayor riesgo de inestabilidad [5].

Tabla 1.1 Características generales de las estrategias de control para inercia virtual [13], [5].

TÉCNICA DE CONTROL	CARACTERÍSTICAS CLAVE	DEBILIDADES
BASADA EN MODELO DE GENERADOR SÍNCRONO (SG)	<p>Replicación precisa de la dinámica de los SG</p> <p>No se requiere la derivada de la frecuencia</p> <p>El lazo de enganche de fase (PLL) se utiliza solo para sincronización</p>	<p>Problemas de inestabilidad numérica</p> <p>Generalmente implementado como fuente de voltaje; sin protección contra sobrecorriente</p>
BASADA EN ECUACIÓN DE OSCILACIÓN	<p>Modelo más simple en comparación con el basado en SG</p> <p>No se requiere la derivada de la frecuencia</p> <p>El PLL se utiliza solo para sincronización</p>	<p>Oscilaciones de potencia y frecuencia</p> <p>Generalmente implementado como fuente de voltaje; sin protección contra sobrecorriente</p>
BASADA EN RESPUESTA FRECUENCIA-POTENCIA	<p>Implementación directa y sencilla</p> <p>Usualmente implementado como fuente de corriente; con protección inherente contra sobrecorriente</p>	<p>Inestabilidad debida al PLL, en particular en redes débiles</p> <p>Se requiere la derivada de la frecuencia, lo que hace al sistema susceptible al ruido</p>
BASADA EN CONTROL DE CAÍDA (DROOP)	<p>No requiere comunicación</p> <p>Conceptos similares al control droop tradicional en SGs</p>	<p>Respuesta transitoria lenta</p> <p>Reparto inadecuado de potencia activa en transitorios</p>

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

La investigación se desarrolló aplicando un enfoque orientado al análisis de estabilidad de frecuencia en microrredes con alta penetración de energías renovables. El diseño metodológico se fundamenta en los principios de modelado de sistemas eléctricos, control avanzado de convertidores y estrategias de soporte inercial, conocimientos adquiridos durante la formación de Maestría en Electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia. Estos elementos permiten estructurar un procedimiento de simulación que reproduce el comportamiento dinámico de una microrred bajo diferentes condiciones de operación [2], [29].

El proceso metodológico se organiza en las siguientes fases:

2.1 Modelos de simulación sistema de almacenamiento en baterías

Un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) está conformado por dos componentes principales. El primero corresponde a la unidad de almacenamiento, responsable de acumular y liberar energía a través de procesos electroquímicos. El segundo lo constituye la interfaz de conversión de potencia, generalmente un rectificador/inversor bidireccional, encargado de transformar el voltaje continuo de la batería en voltaje alterno compatible con la red y viceversa. Esta conversión suele implementarse mediante un convertidor de voltaje de fuente (VSC) con modulación por ancho de pulsos (PWM), ampliamente utilizado en entornos de simulación como PowerFactory [2].

La unidad de almacenamiento puede estar basada en diversas tecnologías de baterías, entre las que destacan el ion-litio, níquel-cadmio y plomo-ácido, cada una con características de eficiencia, vida útil y costo específicas. Sin embargo, incluso dentro de una misma tecnología existen variaciones que dificultan la estandarización de un modelo universal. Este escenario hace que la modelación de BESS deba balancear simplicidad computacional con realismo dinámico, dependiendo de la aplicación [30], [31].

En sistemas de simulación, se emplean modelos dinámicos que incluyen tanto la representación de la batería como la del convertidor electrónico, integrados bajo un esquema de control que regula la potencia activa y reactiva. Dichos modelos son esenciales para analizar la capacidad del BESS

de participar en servicios de soporte de frecuencia y estabilidad de tensión en microrredes con alta penetración renovable [32].

2.2 Modelo de prueba utilizado

El sistema de 9 barras de Anderson constituye un modelo de referencia ampliamente empleado en estudios de estabilidad y control en sistemas eléctricos de potencia. Este sistema está conformado por tres generadores síncronos, nueve nodos de carga y nueve líneas de transmisión, lo que permite representar de manera simplificada la interacción entre generación, transmisión y demanda en condiciones dinámicas [33].

Para los fines de la presente investigación, el modelo original fue adaptado con el objetivo de incluir recursos energéticos renovables y almacenamiento. En particular, se incorporó un parque fotovoltaico, un parque eólico y un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) conectado en una de las barras del sistema. Estas modificaciones responden a la necesidad de evaluar el desempeño del control de inercia sintética en microrredes híbridas, donde la reducción de generadores síncronos acentúa los problemas de estabilidad de frecuencia [34], [35].

La Figura 2.1 presenta el diagrama unifilar del modelo implementado en DIgSILENT PowerFactory. En el esquema se identifican las tres áreas principales: el sistema eólico, el sistema fotovoltaico y el BESS con control de inercia virtual, que fueron configurados para interactuar con el sistema base de 9 barras. Este modelo proporciona una plataforma adecuada para analizar los efectos de la inercia virtual bajo diferentes escenarios de perturbación [3].

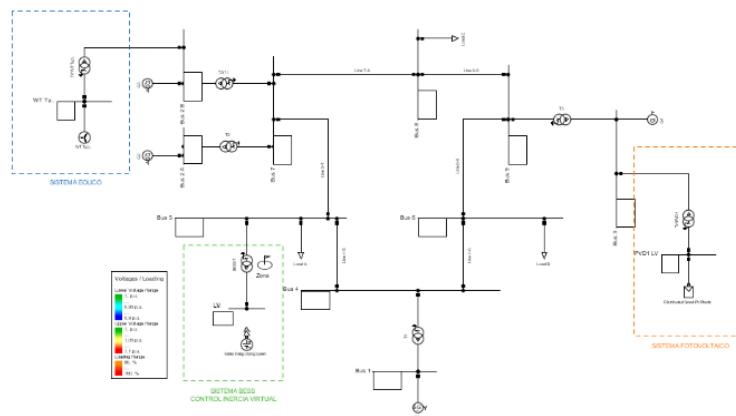


Figura 2.1 Sistema de 9 barras adaptado para simulación con recursos renovables y BESS
Elaboración de los autores

2.3 Implementación de un control de inercia virtual en una batería mediante dsl en digsilent powerfactory

Para implementar un control de inercia virtual en un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), se utilizó el lenguaje de simulación dinámica DSL (*Dynamic Simulation Language*) disponible en DIgSILENT PowerFactory. Este entorno permite desarrollar modelos personalizados mediante la creación de un marco compuesto (*composite frame*), en el que se integran diferentes modelos compuestos (*composite models*) que representan cada subsistema involucrado [36].

2.3.1 Marco compuesto

La Figura 2.2 muestra el marco compuesto diseñado en PowerFactory. Este esquema agrupa los bloques necesarios para representar la lógica de control y la interacción entre los diferentes elementos del sistema. Se incluyen módulos de medición de frecuencia (*Frequency Measurement*), que proporcionan la señal de entrada para el lazo de control inercial, y módulos de control de frecuencia (*Frequency Control*), encargados de generar la potencia de referencia. Asimismo, se integran bloques de control de potencia activa y reactiva (*PQ-Control*), que ajustan la respuesta del BESS de acuerdo con las condiciones de la red [37].

El modelo de batería (*Battery Model*) suministra información clave como el voltaje de celda (Ucell), el estado de carga (SOC) y la corriente instantánea (Icell). Estos valores son procesados por el controlador de carga (*Charge Control*), que regula la corriente de referencia enviada al

convertidor PWM (*PWM-Converter*). Dicho convertidor es el encargado de intercambiar potencia con la red y materializar la acción de control propuesta.

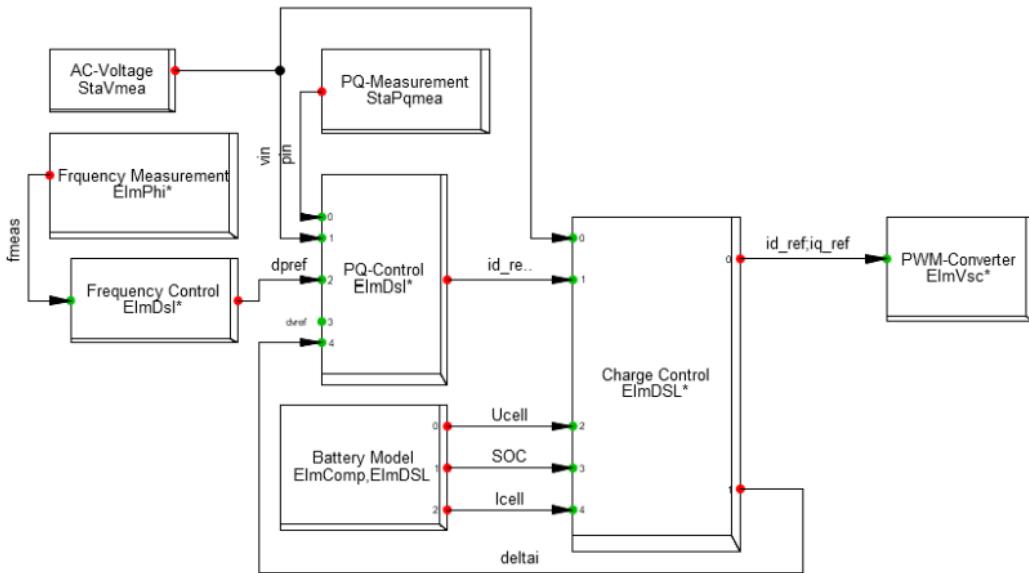


Figura 2.2 Marco compuesto para control de inercia virtual en un BESS implementado en DIgSILENT PowerFactory. **Elaboración de los autores**

El diseño del marco compuesto se fundamenta en el principio de que un BESS operando con un convertidor basado en transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) debe controlar de manera simultánea dos corrientes de referencia: la correspondiente al eje *d* y la del eje *q*. Estas componentes, definidas en el marco de referencia síncrono de Park, se asocian directamente con la potencia activa y reactiva intercambiada con la red [38].

La potencia activa regulada a través de la corriente en el eje *d* permite gestionar la frecuencia del sistema, una función crítica en escenarios de baja inercia donde las desviaciones de frecuencia pueden comprometer la estabilidad global. Por su parte, la potencia reactiva controlada mediante la corriente en el eje *q* se emplea para mantener el perfil de tensión en la red de corriente alterna, garantizando un suministro eléctrico confiable y dentro de los márgenes normativos [22].

Es importante señalar que la potencia aparente del BESS está limitada por la capacidad del convertidor PWM. Esta restricción impone un compromiso en la asignación de recursos entre el control de la potencia activa y la potencia reactiva, lo que obliga a establecer estrategias de priorización en función de las condiciones operativas del sistema. Investigaciones recientes destacan que este factor debe ser considerado en el diseño de los algoritmos de control, ya que un

dimensionamiento inadecuado puede reducir la efectividad del soporte inercial o comprometer la regulación de voltaje [3], [35].

2.4 Consideraciones para el diseño

El diseño de un sistema de control inercial basado en un BESS debe contemplar una serie de restricciones operativas que aseguren su desempeño adecuado y eviten condiciones que comprometan la estabilidad del sistema. En primer lugar, el BESS únicamente puede consumir potencia activa si el estado de carga (SOC) es inferior al valor máximo permitido ($SOC < 1$). De manera similar, solo puede entregar potencia activa cuando el SOC se mantiene por encima de cero, evitando así una descarga completa que limite su capacidad de respuesta [39].

Adicionalmente, cuando el SOC desciende por debajo de un umbral crítico predefinido, el sistema debe activar un proceso de recarga con el fin de garantizar que la batería disponga de la energía necesaria para proporcionar soporte de frecuencia en eventos futuros. Esta estrategia asegura que el BESS pueda operar de forma bidireccional, participando tanto en la absorción como en la inyección de potencia activa [40].

Otra restricción relevante está asociada a la potencia aparente del convertidor. La suma de la potencia activa y la potencia reactiva suministrada no debe superar la capacidad nominal del inversor. En consecuencia, resulta indispensable establecer una jerarquía de prioridades entre el control de potencia activa y reactiva. La literatura reciente sugiere que, en escenarios de baja inercia, la prioridad debe otorgarse a la potencia activa para sostener la frecuencia, mientras que la potencia reactiva puede gestionarse en función del perfil de tensión de la red [5].

Todas estas condiciones son gestionadas por el controlador de carga (*Charge Control*), el cual recibe como señal de entrada el valor del SOC. En un entorno de simulación, este parámetro puede considerarse disponible; no obstante, en una implementación real debe calcularse a partir de la integración de la corriente de la batería y de la medición de su voltaje. La precisión de este cálculo es determinante, ya que errores en la estimación del SOC pueden reducir la efectividad del control de inercia virtual [5].

2.4.1 Módulos específicos

La Figura 2.3 presenta la arquitectura del marco compuesto desarrollado en PowerFactory para la implementación del control de inercia virtual en un sistema de almacenamiento de energía en

baterías (BESS). Este esquema está conformado por módulos de control interconectados que regulan de forma coordinada la potencia activa y reactiva intercambiada con la red [41].

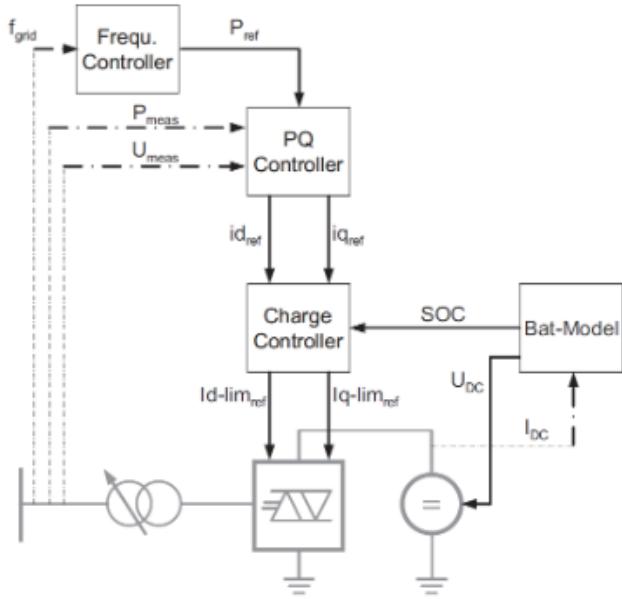


Figura 2.3 Estructura de control del BESS implementada en PowerFactory. **Elaboración de los autores**

El funcionamiento del sistema se basa en la adquisición de tres señales principales: la frecuencia de la red (f_{grid}), la potencia activa medida (P_{meas}) y el voltaje del sistema (U_{meas}). Estas magnitudes se emplean como entradas de los siguientes módulos:

1. **Controlador de Frecuencia (Frequency Controller):** Genera la potencia activa de referencia (P_{ref}) en función de las desviaciones de frecuencia, permitiendo que el BESS actúe como un recurso de soporte inercial.
2. **Controlador de Potencia Activa y Reactiva (PQ Controller):** Calcula las corrientes de referencia en los ejes d y q (i_{dref}, i_{qref}), a partir de P_{ref}, P_{meas} , y U_{meas} , regulando así la entrega de potencia activa y reactiva.
3. **Controlador de Carga (Charge Controller):** Establece los límites de operación ($i_{d-limref}, i_{q-limref}$), asegurando que la inyección de potencia no supere la capacidad nominal del convertidor y que se cumplan las restricciones asociadas al estado de carga.
4. **Modelo de Batería (Bat-Model):** Representa la dinámica de la batería e incluye variables como el estado de carga (SOC), el voltaje en el bus de corriente continua (U_{DC}) y la corriente de batería (I_{DC}).

El convertidor de potencia basado en IGBTs es el encargado de ejecutar las órdenes de los controladores, inyectando o absorbiendo potencia en la red. Para garantizar una operación segura, se supervisa de forma continua el SOC de la batería, lo que permite mantener la capacidad de regulación de potencia activa en ambos sentidos [37].

En el entorno de PowerFactory, este diseño corresponde a un *Composite Frame*, dentro del cual se definen los bloques de control (*BlkDef*). Su implementación como *Composite Model* (*ElmComp*) y *DSL Model* (*ElmDsl*) proporciona una organización modular y escalable que facilita la simulación de diferentes estrategias de control de inercia virtual en sistemas eléctricos de potencia [42], [3].

2.4.2 Control de Frecuencia

La Figura 11 muestra el esquema de control de potencia activa basado en la desviación de frecuencia, implementado en el sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Este método se fundamenta en el principio del control droop, una técnica ampliamente utilizada en sistemas de generación distribuida y microrredes para regular la frecuencia de manera proporcional a la potencia activa inyectada o absorbida [37].

El proceso se desarrolla en varias etapas:

- **Cálculo de la desviación de frecuencia (df):** la frecuencia de la red (frq_{frqfrq}) se mide y se compara con la referencia nominal (f_0). La diferencia ($df = frq - f_0$) determina la magnitud de la desviación de frecuencia.
- **Aplicación de una banda muerta (Deadband, Db):** un bloque de banda muerta filtra pequeñas variaciones en df , evitando respuestas innecesarias frente a perturbaciones menores. La salida de este bloque (d_{pref}) solo se activa cuando la desviación excede un umbral definido.
- **Control tipo droop (1/K):** la señal filtrada se introduce en un bloque de control proporcional inverso, cuya pendiente depende del coeficiente K . De esta manera, desviaciones mayores de frecuencia producen un incremento proporcional de la potencia activa generada o absorbida por el BESS [29].
- **Ajuste mediante un offset:** se añade un desplazamiento ($offset$) a la señal de potencia ordenada, lo que permite realizar un ajuste fino de la respuesta del sistema.

- **Generación de la referencia de potencia (d_{pref}):** la señal resultante constituye la referencia de potencia activa, la cual es enviada al controlador de potencia activa y reactiva (PQ-Control). Este controlador modifica la corriente en el eje d del convertidor para aportar la potencia necesaria y contribuir a la estabilización de la frecuencia [26].

Este esquema (figura 2.4) es clave para la integración de BESS en microrredes, ya que permite que actúen como generadores virtuales, mejorando la resiliencia frente a variaciones de carga y generación renovable

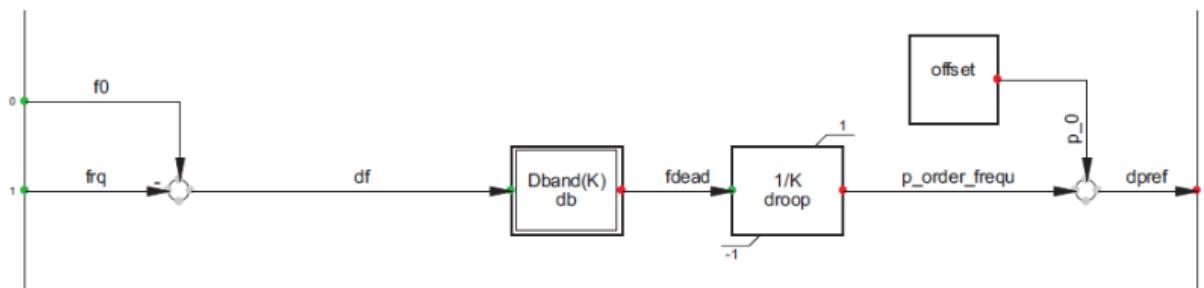


Figura 2.4 Esquema del control de frecuencia implementado en el BESS. **Elaboración de los autores en DgSILENT PowerFactory.**

2.4.3 Control potencia activa y reactiva

La Figura 2.5 muestra el diagrama de bloques del control de potencia activa y reactiva implementado en el sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS). La función principal de este módulo es regular la inyección de corrientes en los ejes d y q del marco de referencia síncrono, de manera que se garantice un desempeño estable tanto en la regulación de frecuencia como en el control de voltaje [41].

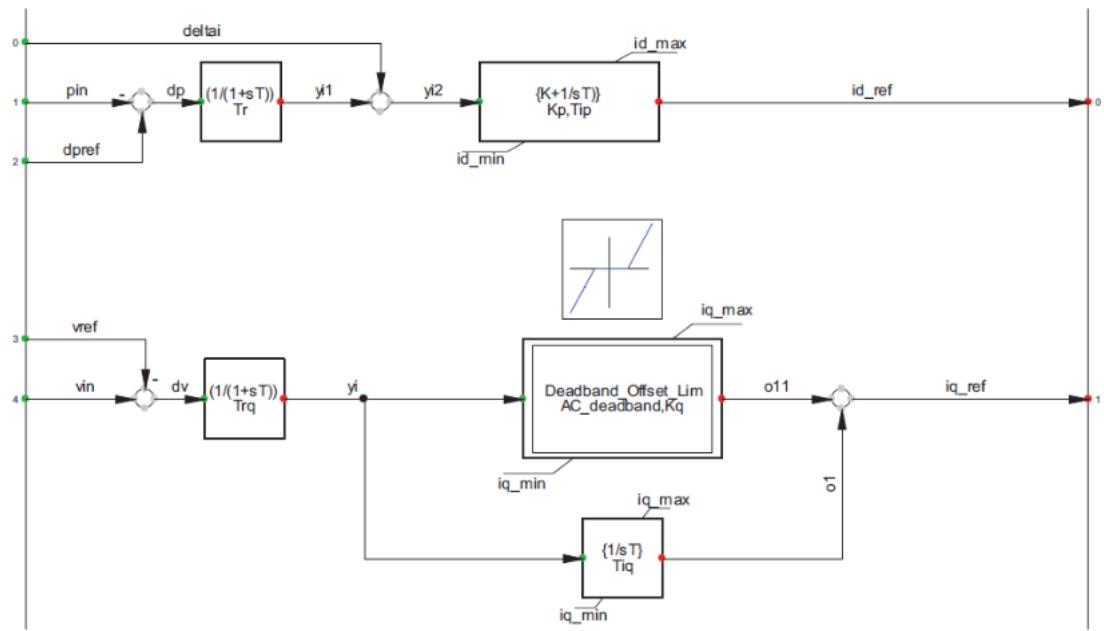


Figura 2.5 Control de potencia activa y reactiva (P-Q) del BESS. **Elaboración de los autores en DIgSILENT PowerFactory.**

El esquema puede describirse en tres etapas fundamentales:

1. **Filtrado de la Deformación del Control:** las desviaciones en las referencias de potencia activa y reactiva se someten a un filtro PT1 con constante de tiempo T_R , que atenúa variaciones abruptas y asegura una respuesta más suave. Esta etapa es esencial para reducir la sensibilidad del sistema a perturbaciones rápidas.
2. **Control PI en el Eje d (Potencia Activa):** la señal filtrada se introduce en un controlador proporcional–integral PI, encargado de generar la referencia de corriente en el eje d (i_{dref}). En esta trayectoria se añade también la señal de corrección Δi , proveniente del controlador de carga, que ajusta dinámicamente el aporte de potencia activa de acuerdo con el estado de carga del BESS [37].
3. **Control de Voltaje o Potencia Reactiva en el Eje q:** la referencia de voltaje (v_{ref}) se compara con el voltaje medido (v_{in}), generando la desviación Δv . Esta señal se filtra mediante un bloque PT1 antes de ingresar a un regulador proporcional con banda muerta (*Deadband Offset Lim*), que evita respuestas frente a pequeñas fluctuaciones. Finalmente, un controlador integral de respuesta lenta ajusta el punto de consigna, estabilizando la regulación de tensión y limitando oscilaciones [43], [3].

El diseño de este control P-Q permite que el BESS aporte soporte dinámico tanto en frecuencia como en tensión, cumpliendo un papel dual en la operación de microrredes. Diversas

investigaciones recientes destacan que este tipo de esquemas mejora la resiliencia de sistemas de baja inercia, especialmente cuando se combinan con estrategias de inercia virtual [44].

2.4.4 Control de carga

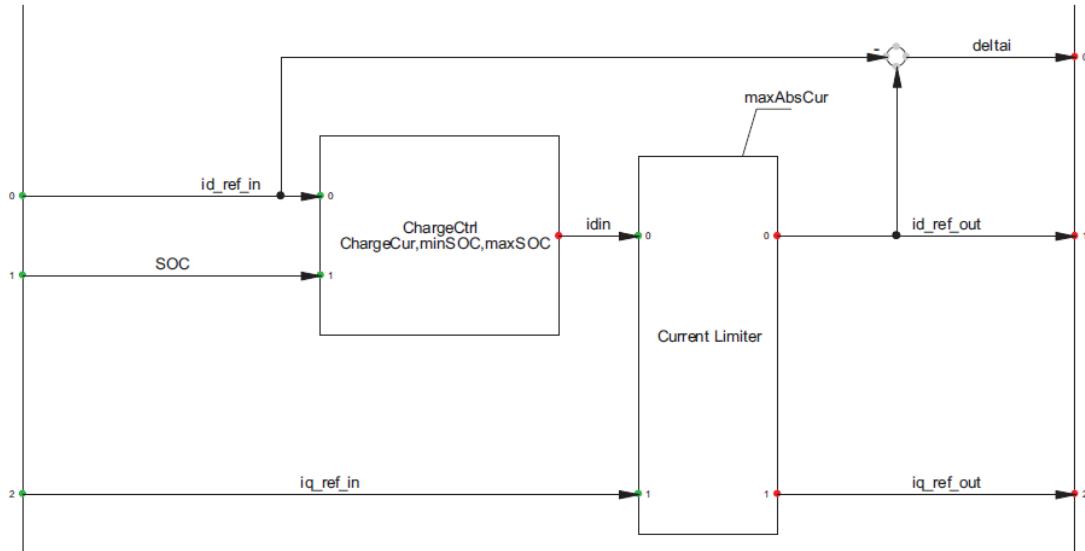


Figura 2.6 Control de carga del BESS. Elaboración de los autores en **DigSILENT PowerFactory**

Como se observa en la Figura 2.6, el control de carga del sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) está compuesto por dos bloques principales cuya función es regular la corriente de carga y garantizar que se cumplan las condiciones límite establecidas. Este esquema asegura que el sistema opere de forma segura y que la batería disponga siempre de capacidad suficiente para participar en el soporte de frecuencia [30].

- **Lógica de carga:** este módulo ajusta la referencia de la corriente activa considerando el estado de carga (SOC) de la batería. Se establecen tres parámetros principales: *ChargingCur* (corriente de carga máxima permitida), *minSOC* (mínimo SOC admisible) y *maxSOC* (máximo SOC permitido). De esta manera, se evita tanto la sobrecarga como la descarga profunda, preservando la vida útil de la batería y garantizando su disponibilidad operativa [45].
- **Limitador de Corriente:** la señal de corriente activa generada en la etapa anterior se somete a un bloque limitador, que restringe su valor absoluto de acuerdo con el parámetro *maxAbsCur*. En este diseño, la corriente activa (i_d) tiene prioridad sobre la corriente reactiva (i_q) priorizando la estabilidad de la frecuencia frente al control de voltaje [43].

- **Compensación de la Corriente:** la señal Δi representa la diferencia entre la referencia de corriente de referencia en el eje d (i_{dref}) proporcionada por el controlador P-Q y la corriente ajustada por la lógica de carga. Esta realimentación al controlador P-Q evita la acumulación excesiva de la acción integral del regulador PI, previniendo el fenómeno de *windup*, lo que contribuye a una regulación más estable del sistema [22].

La correcta implementación de este control resulta fundamental, ya que un dimensionamiento inadecuado de los límites de corriente o una estimación incorrecta del SOC puede comprometer la efectividad del soporte inercial del BESS. Estudios recientes han demostrado que estrategias de control que integran limitadores de corriente y estimación avanzada del SOC permiten mejorar significativamente la confiabilidad de los sistemas de almacenamiento en aplicaciones de microrredes y sistemas eléctricos de baja inercia [3], [46].

2.4.5 Convertidor trifásico dc-ac

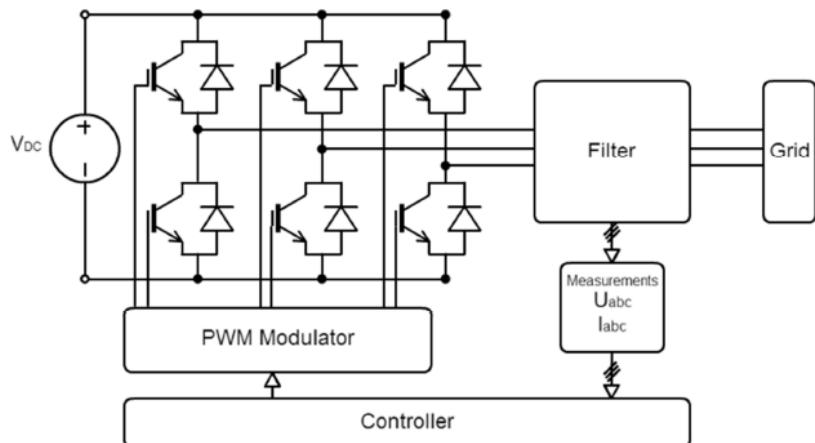


Figura 2.7 Convertidor trifásico DC-AC. *Elaboración de los autores en DlgSILENT PowerFactory.*

La Figura 2.7 muestra la estructura general de un inversor de fuente de voltaje (VSI) trifásico, alimentado desde un bus de corriente continua. Este dispositivo constituye el elemento clave para la conversión de energía en sistemas de almacenamiento y generación renovable, ya que permite inyectar a la red una cantidad de potencia predefinida de acuerdo con los requerimientos operativos [37].

El controlador asociado al VSI calcula los voltajes de referencia del modulador PWM, generando las señales de conmutación necesarias para regular la salida. Para ello, tanto los voltajes de la red

como las corrientes que atraviesan el filtro de acoplamiento que puede ser de tipo inductivo, capacitivo o mixto, se miden y se transforman al marco de referencia síncrono dq mediante las transformaciones de Clarke y Park [29]. De este modo, las variables de corriente alterna se convierten en magnitudes continuas, lo que permite a los controladores PI eliminar el error de estado estacionario y garantizar una regulación precisa.

Adicionalmente, se emplea un lazo de enganche de fase (PLL) encargado de calcular la frecuencia angular y el ángulo de referencia del sistema de coordenadas giratorio. La frecuencia angular se sincroniza con la de la red, mientras que el ángulo se ajusta para anular la componente en cuadratura, favoreciendo la correcta alineación de los ejes de control [22].

En este marco giratorio, las ecuaciones de tensión que describen la dinámica del inversor se expresan como:

$$V_d = v_{gd}(t) + Ri_d + L \frac{di_d(t)}{dt} - \omega Li_q(t) \quad (2.1)$$

$$V_q(t) = Ri_q(t) + L \frac{di_d(t)}{dt} + \omega Li_q(t) \quad (2.2)$$

Para obtener el flujo de potencia deseado, es necesario que la corriente que circula por el inductor siga fielmente la corriente de referencia. Esto se logra mediante un controlador proporcional–integral (PI), que ajusta las señales de control en función de la desviación entre la corriente real y la de referencia. Gracias al bucle de realimentación negativa, la salida del controlador PI actúa para reducir dicha desviación, estabilizando la respuesta del inversor [44], [3].

Finalmente, los voltajes de salida calculados en el marco dq se transforman nuevamente al sistema trifásico mediante la transformación inversa de Park. Estos valores alimentan al modulador PWM, que genera los pulsos de conmutación requeridos para que el inversor regule las corrientes en la dirección deseada y mantenga la estabilidad del sistema.

2.4.6 Modelo de batería

En la literatura se han propuesto múltiples modelos para representar el comportamiento dinámico de las baterías, desde formulaciones complejas basadas en parámetros electroquímicos hasta aproximaciones más simples empleadas en simulaciones de sistemas eléctricos. Para este estudio, se adopta un modelo equivalente de primer orden, ampliamente utilizado en aplicaciones de

control y simulación debido a su balance entre simplicidad y precisión [30], [46]. La Figura 2.8 ilustra el esquema de este modelo, compuesto por una fuente de voltaje dependiente del estado de carga (SOC) y una resistencia interna constante.

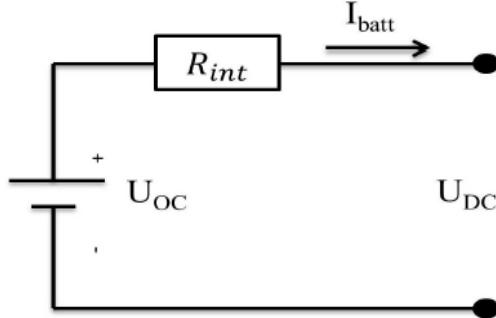


Figura 2.8 Diagrama de modelo de batería equivalente [51].

En este modelo, el voltaje en bornes de la batería (U_{DC}) se expresa como una función lineal de los límites máximo y mínimo de voltaje, modulados por el valor de SOC, y de la caída de tensión asociada a la resistencia interna (R_{int}):

$$U_{DC} = U_{max} \cdot SOC + U_{min} \cdot (1 - SOC) - I_{batt} \cdot R_{int} \quad (2.3)$$

Donde:

U_{max}: voltaje máximo de la batería,

U_{min}: voltaje mínimo,

SOC: estado de carga de la batería,

I_{batt}: corriente de la batería,

R_{int}: resistencia interna asumida como constante.

Este modelo simplificado resulta apropiado para estudios de estabilidad de frecuencia, ya que captura las principales dinámicas eléctricas de la batería sin introducir una complejidad computacional excesiva. Además, su integración en entornos de simulación como DIgSILENT PowerFactory permite vincularlo fácilmente con modelos de control de inercia virtual en sistemas de almacenamiento [44], [3].

CAPÍTULO 3

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para verificar la eficacia del uso de inercia virtual en sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en la reducción del punto más bajo de frecuencia (*nadir*) y en la mejora de los tiempos de respuesta de frecuencia primaria, se llevaron a cabo simulaciones en el software DIgSILENT PowerFactory. El propósito de este análisis es evaluar el impacto de la estrategia de control sobre la estabilidad de frecuencia del sistema y su contribución al desempeño global de la red.

Como paso previo a la presentación de los resultados principales, se realizaron pruebas en un sistema aislado diseñado específicamente para evaluar de manera controlada la influencia de la inercia virtual en la dinámica de frecuencia. Este sistema de prueba está compuesto por generación convencional síncrona, un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) y cargas distribuidas, lo que permite analizar la interacción entre generadores tradicionales y recursos energéticos modernos basados en convertidores [22].

La Figura 3.1 muestra el esquema del sistema de prueba empleado en PowerFactory, donde se observa la integración de una máquina síncrona y un sistema de almacenamiento conectado a través de un convertidor PWM. Este modelo constituye un entorno adecuado para validar los algoritmos de control y establecer una línea de base antes de aplicar el estudio al sistema IEEE de 39 barras.

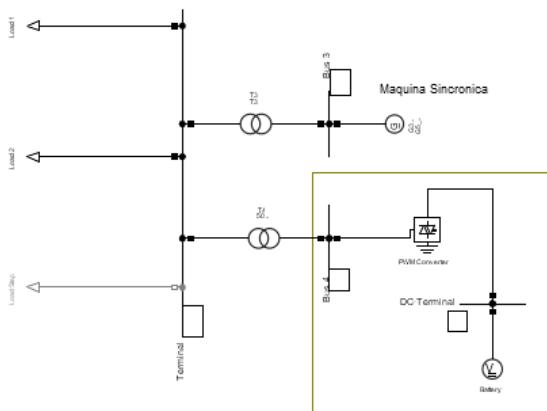


Figura 3.1 Sistema de prueba aislado para la validación del control de inercia virtual.
Elaboración de los autores en DIgSILENT PowerFactory.

3.1 Respuesta de frecuencia ante perturbaciones de carga.

Para analizar el impacto de la inercia virtual en la estabilidad de frecuencia, se evaluaron dos escenarios en un mismo punto de operación:

- a. un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) con inercia virtual;
- b. un sistema de almacenamiento en baterías sin inercia virtual.

En ambos casos, se aplicó un escalón de carga de +50 MW y +1 Mvar en $t = 10$ s, generando un desbalance entre la generación y la demanda que produjo una caída instantánea de frecuencia. La Figura 3.2 muestra la comparación de las respuestas obtenidas.

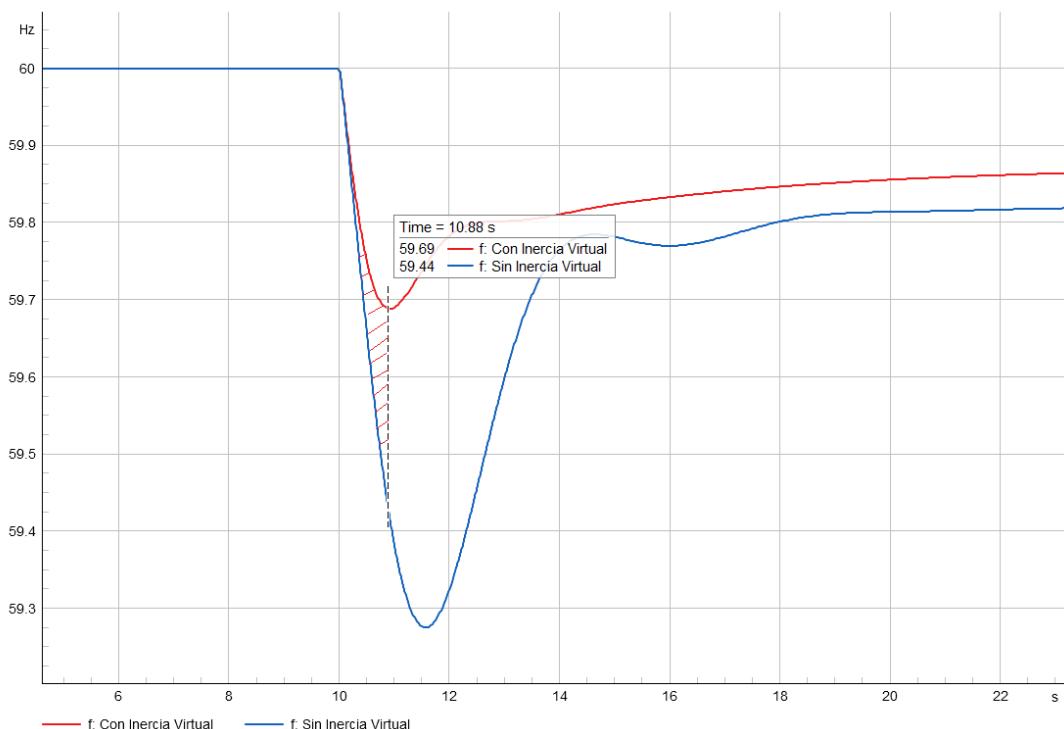


Figura 3.2 Respuesta de frecuencia del sistema de pruebas con y sin inercia virtual.

Elaboración de los autores en DIgSILENT PowerFactory

3.1.1 Respuesta sin inercia virtual

La frecuencia desciende bruscamente tras la aplicación de la perturbación, presentando un RoCoF elevado que refleja la ausencia de soporte inercial. El nadir alcanza aproximadamente 59.3 Hz, lo que equivale a una desviación de 0.7 Hz respecto al valor nominal. Además, la señal exhibe oscilaciones antes de estabilizarse, evidenciando un comportamiento menos amortiguado y una recuperación más lenta del sistema.

3.1.2 Respuesta con inercia virtual

El BESS entrega un pulso inicial de potencia activa que reduce la pendiente de caída de la frecuencia, atenuando de manera significativa el RoCoF. El nadir mejora hasta un valor cercano a 59.69 Hz, es decir, 0.26 Hz por encima del escenario sin inercia. La respuesta muestra un perfil más estable, con menor oscilación transitoria y un proceso de recuperación más suave, lo que confirma el efecto amortiguador de la estrategia implementada.

3.1.3 Comparación e implicaciones

Revela que el área sombreada entre las curvas representa la mejora obtenida gracias a la inercia virtual durante los primeros segundos posteriores al disturbio. El beneficio principal radica en mantener la frecuencia alejada de los umbrales de disparo de protecciones por subfrecuencia (UFLS), reduciendo con ello el riesgo de desconexiones no deseadas. En términos de estabilidad, el sistema con inercia virtual consigue una respuesta más controlada, disminuye la exigencia sobre el control primario de los generadores convencionales y aporta resiliencia operativa frente a perturbaciones súbitas [43], [44].

3.2 Respuesta de las variables del convertidor en el bess

La Figura 3.3 presenta la evolución de las principales variables del convertidor PWM y del sistema de almacenamiento en baterías (BESS) durante la perturbación. Los resultados permiten comparar el desempeño del sistema con y sin inercia virtual, destacando el rol del convertidor en la dinámica de frecuencia.

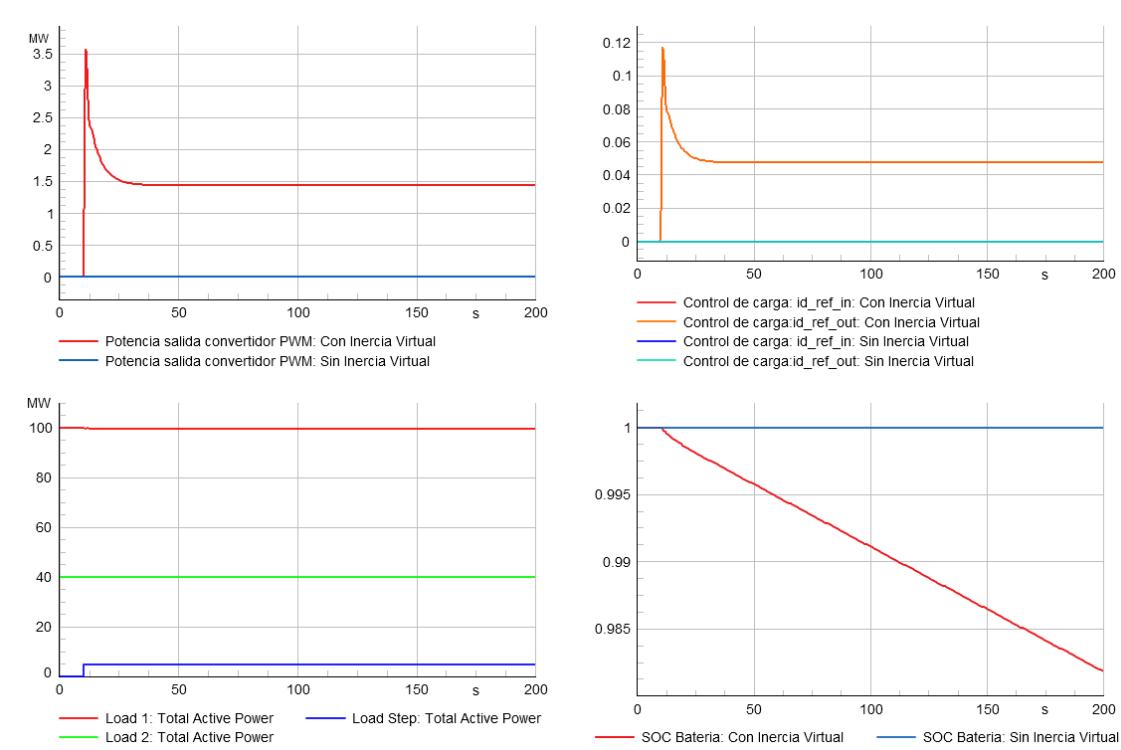


Figura 3.3 Variables del convertidor del sistema BESS. *Elaboración de los autores en DlgSILENT PowerFactory.*

3.2.1 Potencia de salida del convertidor pwm:

Con inercia virtual: se observa un pulso inicial cercano a 3.5 MW inmediatamente después del disturbio, que luego decae y se estabiliza alrededor de 1.5 MW. Este pico inicial corresponde al aporte inercial sintético diseñado para contrarrestar la rápida caída de frecuencia.

Sin inercia virtual: el convertidor permanece prácticamente inactivo, con una potencia cercana a cero, lo que explica la mayor pendiente de caída de la frecuencia y el nadir más profundo observado en este caso.

3.2.2 Control de carga: corriente de referencia *id* entrada/salida

Con inercia virtual: se presenta un pico inicial en la señal de referencia, que se estabiliza en torno a 0.05–0.06 p.u., reflejando el esfuerzo del control para sostener la entrega de potencia activa.

Sin inercia virtual: las corrientes de referencia permanecen prácticamente en cero, confirmando que el convertidor no participa en la dinámica del sistema.

3.2.3 Se aprecia la conexión del escalón de carga en t Escalón de carga y potencia activa total

= 10s (línea azul), acompañado por la potencia de las cargas base (Load 1 \approx 100 MW y Load 2 \approx 40 MW). Estas se mantienen estables tras la perturbación, indicando que el disturbio proviene únicamente de la nueva demanda.

3.2.4 Estado de carga de la batería (soc)

- a) **Con inercia virtual:** el SOC desciende gradualmente desde 1.0 hasta 0.985 en 200 s, evidenciando la entrega de energía al sistema, primero como pulso inercial y luego como soporte primario.
- b) **Sin inercia virtual:** el SOC se mantiene constante en 1.0, lo que refleja que la batería no contribuye a la compensación del desbalance de potencia.

En conjunto, los resultados demuestran que la activación de la inercia virtual:

1. Permite que el convertidor PWM genere un pulso inicial de potencia que reduce la caída de frecuencia.
2. Activa el lazo de control de corrientes de referencia, ausente en el escenario sin inercia.
3. Induce un descenso real en el SOC de la batería, reflejo de la entrega de energía al sistema.
4. Mantiene constante el escalón de carga, confirmando que las diferencias entre ambos casos se deben exclusivamente a la presencia o ausencia de la inercia virtual.

Estos hallazgos coinciden con investigaciones recientes que destacan el papel de los BESS en la provisión de servicios inerciales sintéticos y su contribución a mejorar la estabilidad transitoria en sistemas de baja inercia [44], [3].

3.2.5 Resultados de la simulación en el sistema de 9 barras

La Figura 3.4 muestra la respuesta de frecuencia del sistema de 9 barras bajo dos escenarios: con y sin inercia virtual implementada en el BESS. En ambos casos, el sistema fue sometido a un incremento de carga que provocó un desbalance momentáneo entre generación y demanda.

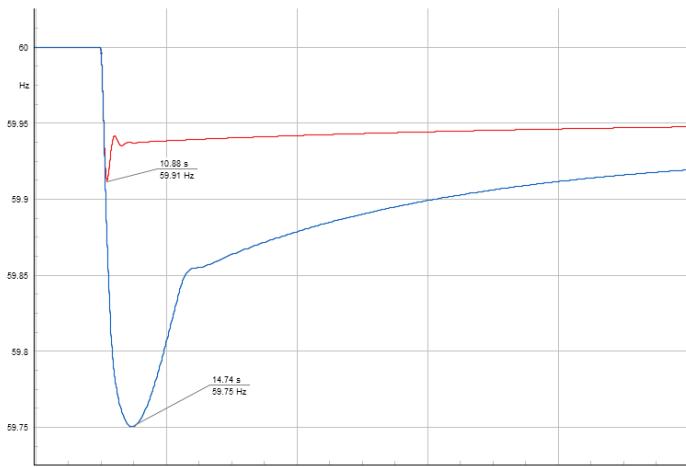


Figura 3.4 Respuesta de frecuencia del sistema de 9 barras con y sin inercia virtual.

Elaboración de los autores en DlgSILENT PowerFactory.

Tras el incremento de carga, la frecuencia cae de manera inmediata; sin embargo, la inercia virtual mitiga esta desviación. El sistema alcanza un valor estable de 59.91 Hz a los 10.88 segundos, lo que demuestra una rápida recuperación y ausencia de oscilaciones prolongadas. Esta respuesta evidencia que la inercia virtual contribuye a reducir la severidad del evento y a mantener la frecuencia en márgenes seguros, evitando riesgos de desconexión o daños en los equipos conectados.

- **Sistema sin inercia virtual (línea azul):**

En este caso, la frecuencia cae con mayor rapidez y magnitud, alcanzando un nadir de 59.75 Hz a los 14.74 segundos. La recuperación es más lenta y presenta mayor riesgo de que se activen protecciones por subfrecuencia. En situaciones más críticas, un nadir cercano a 59.4 Hz o inferior podría desencadenar esquemas automáticos de desconexión de carga (UFLS) o incluso la salida de generadores para proteger al sistema de daños mayores.

En términos comparativos, la incorporación de inercia virtual no solo reduce la profundidad del nadir, sino que también acelera la estabilización del sistema. De esta forma, se disminuye el esfuerzo requerido de los generadores síncronos convencionales y se refuerza la confiabilidad del suministro eléctrico. Estos hallazgos coinciden con estudios recientes que demuestran que los sistemas BESS con control de inercia virtual aportan una respuesta transitoria más robusta y mitigan los riesgos asociados a eventos de baja inercia [43], [44].

3.2.6 Respuesta del sistema bess

La Figura 3.5 compara las respuestas del sistema de almacenamiento en baterías (BESS) con y sin la activación del control de inercia virtual.

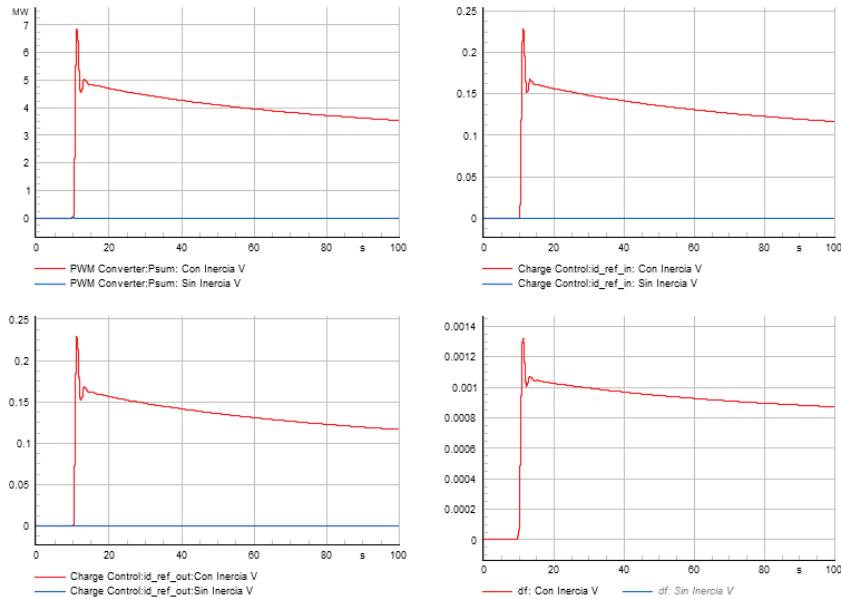


Figura 3.5 Respuesta del sistema BESS con y sin inercia virtual.

Elaboración de los autores en DigSILENT PowerFactory

- **Potencia activa del convertidor (gráfica superior izquierda):**

Con inercia virtual (curva roja), el convertidor entrega un aporte inmediato de potencia tras el disturbio, alcanzando un máximo cercano a 6 MW y estabilizándose progresivamente en niveles decrecientes. Sin inercia virtual (curva azul), prácticamente no se observa respuesta, manteniéndose la potencia en valores cercanos a cero. Esto confirma que la inercia virtual habilita al BESS para actuar como un recurso de soporte transitorio ante perturbaciones.

- **Corrientes de referencia i_d (gráficas superior derecha e inferior izquierda)**

Con inercia virtual, se aprecia una respuesta transitoria marcada por un pico inicial seguido de una caída amortiguada hacia un valor estable más bajo. En el escenario sin inercia virtual, las corrientes permanecen prácticamente constantes en cero, lo que evidencia que el convertidor no participa en la dinámica de frecuencia. Este comportamiento refleja el papel de la inercia virtual en modificar activamente las referencias de corriente para generar potencia compensatoria [22].

- **Variación de frecuencia (df) – gráfica inferior derecha:**

Con inercia virtual, se observa una limitación significativa de las oscilaciones iniciales, logrando estabilizar la frecuencia en un intervalo de tiempo más corto. Sin inercia virtual, el sistema no recibe soporte adicional, quedando la respuesta dependiente únicamente de los generadores síncronos presentes, lo que prolonga la recuperación [43].

En conjunto, los resultados muestran que la implementación de inercia virtual en el BESS mejora la estabilidad dinámica del sistema al:

1. Inyectar potencia activa de manera inmediata,
2. Regular activamente las corrientes de referencia del convertidor, y
3. Amortiguar las oscilaciones de frecuencia posteriores al disturbio.

Estos hallazgos son consistentes con investigaciones recientes que destacan el papel de los sistemas de almacenamiento en la provisión de servicios inerciales sintéticos y en la mejora de la resiliencia de microrredes y sistemas de baja inercia [44], [3].

3.2.7 Respuesta del sistema fotovoltaico

La Figura 3.6 muestra la respuesta del sistema fotovoltaico bajo dos escenarios: con y sin la activación del control de inercia virtual en el BESS.

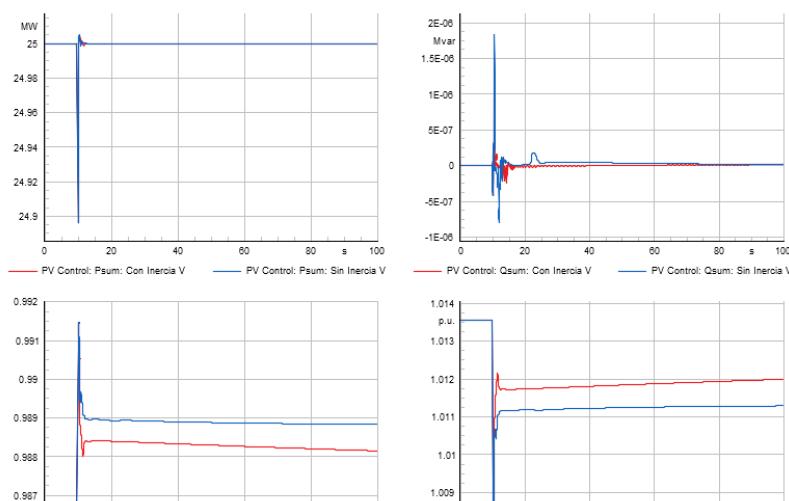


Figura 3.6 Respuesta del sistema fotovoltaico con y sin inercia virtual del BESS.

Elaboración de los autores en DIgSILENT PowerFactory

- **Potencia activa (Psum, gráfica superior izquierda):**

En ambos escenarios la generación se mantiene muy cercana a los 25 MW, observándose únicamente una pequeña oscilación inicial tras la perturbación. Esto evidencia que la operación fotovoltaica sigue bajo su punto de máxima potencia, sin alteraciones significativas debido a la activación de la inercia virtual. No obstante, con inercia virtual se percibe un ligero amortiguamiento en la respuesta transitoria, lo que contribuye a una estabilización más rápida [47].

- **Potencia reactiva (Qsum, gráfica superior derecha):**

Las oscilaciones son mínimas y tienden a estabilizarse rápidamente en cero, manteniendo un factor de potencia prácticamente unitario. En este caso, la estrategia de inercia virtual no introduce variaciones relevantes en el soporte de potencia reactiva, confirmando que la función principal del control es sobre la dinámica de frecuencia y no sobre el control de tensión reactiva [43].

- **Corriente (Ipr, gráfica inferior izquierda):**

Con inercia virtual, la corriente se estabiliza en un valor ligeramente inferior al del escenario sin inercia. Esta diferencia refleja un ajuste sutil en la dinámica de entrega de potencia activa del sistema FV, consistente con el efecto amortiguador que genera el soporte inercial del BESS.

- **Voltaje (u1, gráfica inferior derecha):**

Se observa que, con inercia virtual, el voltaje tiende a un nivel ligeramente superior y con mayor estabilidad en régimen permanente. Este comportamiento confirma que la inercia virtual contribuye indirectamente a mejorar la calidad del voltaje en condiciones transitorias, aunque el efecto es mucho menos pronunciado que en la respuesta de frecuencia del sistema [22].

En conjunto, los resultados demuestran que en el sistema fotovoltaico el impacto de la inercia virtual es más moderado que en el BESS, limitado principalmente a la mejora en la estabilidad transitoria y a un leve soporte de voltaje. Esto coincide con estudios recientes que resaltan que el aporte de inercia virtual en plantas fotovoltaicas se refleja más en la calidad de la dinámica de salida que en la magnitud de la potencia generada [44], [3].

3.2.8 Respuesta del sistema eólico

La Figura 3.7 presenta la respuesta dinámica del generador eólico tipo 2 frente a un disturbio de carga en dos escenarios: con y sin la activación de la inercia virtual en el sistema BESS. Se muestran las variables más representativas, potencia activa entregada ($Psum$), velocidad de la turbina, velocidad del generador ($wgen$) y potencia generada (p_{gen}), lo que permite comparar el desempeño del sistema bajo ambas condiciones operativas.

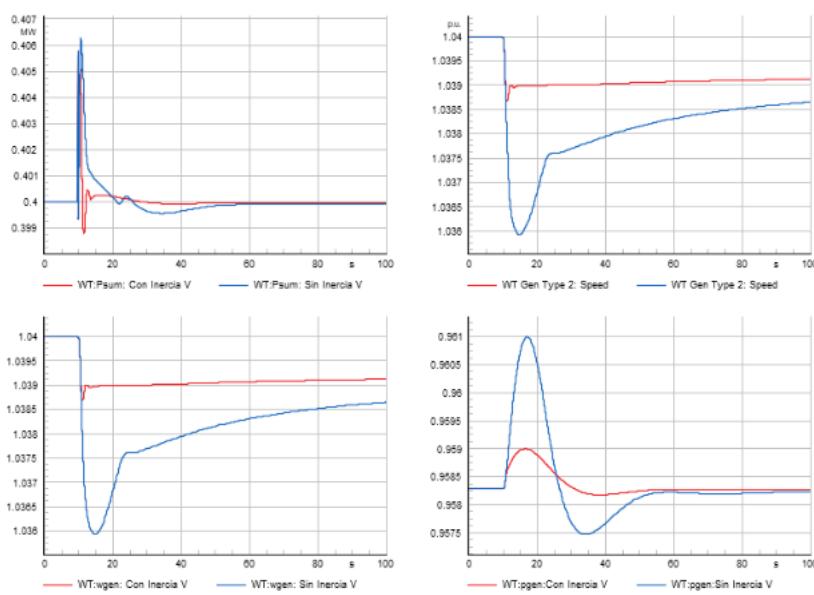


Figura 3.7 Respuesta dinámica del generador eólico tipo 2 con y sin inercia virtual. Elaboración de los autores

- **En la gráfica superior izquierda (potencia activa, $Psum$):** se observa que, con inercia virtual, la respuesta es más controlada, con oscilaciones iniciales que se amortiguan rápidamente y una convergencia estable hacia el valor nominal. En contraste, sin inercia virtual, la potencia presenta oscilaciones más pronunciadas y requiere un mayor tiempo para estabilizarse. Esto confirma que el control de inercia virtual mejora la dinámica de la potencia activa frente a perturbaciones.
- **La gráfica superior derecha:** corresponde a la velocidad de la turbina. Con inercia virtual, la velocidad se mantiene dentro de un margen estrecho y estable tras la perturbación. Sin inercia virtual, se observa una caída brusca seguida de una recuperación más lenta, lo que evidencia que el soporte inercial proporcionado por el BESS contribuye a sostener la

velocidad del rotor y a evitar variaciones que podrían comprometer la estabilidad y eficiencia de la máquina.

- **En las gráficas inferiores:** se representan la velocidad del generador (w_{gen}) y la potencia generada (p_{gen}). En ambos casos, el escenario con inercia virtual presenta oscilaciones más reducidas y un retorno más rápido al estado estable. Por el contrario, en el caso sin inercia virtual, se producen desviaciones más amplias y un proceso de recuperación prolongado.

En conjunto, los resultados demuestran que la implementación de inercia virtual mediante el BESS en sistemas eólicos no solo mejora la estabilidad de la potencia activa entregada, sino que también contribuye a mantener la velocidad del rotor y del generador dentro de márgenes seguros, aumentando la confiabilidad global de la microrred.

3.2.9 Comparación entre la respuesta de frecuencia en el sistema de 9 barras con renovables y el sistema de prueba pequeño con un generador y carga

Introducción al análisis

En este apartado se comparan las respuestas de frecuencia de dos configuraciones distintas de sistemas eléctricos sometidos a perturbaciones similares. El primero corresponde a un sistema de 9 barras con integración de generación renovable (fotovoltaica y eólica) y un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) operando con y sin control de inercia virtual. El segundo se basa en un sistema reducido de prueba, conformado únicamente por un generador síncrono y una carga, sin recursos renovables ni almacenamiento.

a) Diferencia en la complejidad del sistema

El sistema de 9 barras presenta una estructura significativamente más compleja que el sistema reducido. Incluye múltiples generadores, recursos renovables y una red de transmisión interconectada, lo que genera interacciones dinámicas adicionales. En este contexto, el BESS no interactúa con un único generador, sino con un conjunto heterogéneo de fuentes, incluidas aquellas de naturaleza variable como la solar y la eólica. Por el contrario, el sistema reducido con un solo generador y una carga resulta más simple, con menos elementos dinámicos a controlar y menor sensibilidad frente a perturbaciones.

b) Respuesta inercial del bess

En el sistema reducido, el BESS brinda soporte inercial únicamente frente a variaciones locales, en un entorno controlado y con baja demanda inercial. En el sistema de 9 barras, en cambio, el BESS debe compensar no solo cambios de carga, sino también fluctuaciones derivadas de la variabilidad renovable. Esto exige un mayor aporte de potencia inercial y una capacidad de respuesta más amplia, ya que la red es más sensible a perturbaciones por la menor inercia física de las renovables.

c) Interacción de la generación renovable y el bess

En el sistema de 9 barras, la generación fotovoltaica y eólica introduce fluctuaciones frecuentes en la potencia activa que afectan directamente la frecuencia del sistema. Dichas fluctuaciones son difíciles de amortiguar únicamente con el control primario de los gobernadores. Aquí, el BESS con inercia virtual adquiere un rol central, al proporcionar un pulso inercial inicial que compensa las variaciones rápidas. En contraste, en el sistema reducido la influencia de las renovables es inexistente, por lo que la participación del BESS es menos crítica.

d) Comparación de tiempo de respuesta y estabilidad

El sistema de 9 barras presenta una recuperación más lenta tras una perturbación, debido a las múltiples interacciones entre generadores síncronos, renovables y almacenamiento. La presencia de más elementos dinámicos genera mayor propagación de oscilaciones y complejidad para estabilizar la frecuencia. En el sistema reducido, la recuperación es más rápida, ya que la estructura simple lo hace menos sensible a pequeñas perturbaciones.

e) Efectos de la inercia virtual en la estabilidad

En el sistema de 9 barras, la inercia virtual ejerce un efecto más significativo en términos de reducción del RoCoF y mejora del nadir de frecuencia. Esto se debe a que el sistema grande enfrenta mayor variabilidad y exige un soporte inercial más robusto. En el sistema reducido, aunque la inercia virtual también produce un efecto positivo, la diferencia respecto al caso sin soporte es menos marcada, dado que las desviaciones de frecuencia son menores.

f) Conclusión

El análisis evidencia que la respuesta de frecuencia inercial en un sistema de 9 barras con generación renovable y BESS es sustancialmente más compleja que en un sistema reducido. La mayor interacción entre múltiples fuentes, la variabilidad de las renovables y la presencia de más elementos dinámicos hacen que la estabilidad de frecuencia en sistemas de mayor escala dependa en gran medida del soporte inercial del BESS. En cambio, en el sistema reducido el papel del BESS es menos exigente y la frecuencia se mantiene más estable. Esto subraya la necesidad de implementar estrategias de inercia virtual en sistemas eléctricos de mayor complejidad para garantizar la resiliencia ante perturbaciones.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El trabajo realizado aporta evidencia sólida de que la inercia sintética basada en sistemas de almacenamiento en baterías puede sostener la frecuencia en microrredes con alta penetración renovable. Este hallazgo responde a uno de los retos más discutidos en los últimos años, ya que la pérdida de inercia física por la sustitución de generadores síncronos con convertidores ha sido señalada como una de las principales causas de vulnerabilidad en sistemas eléctricos modernos [43]. Las simulaciones mostraron que un aporte rápido de potencia activa desde el BESS suaviza la pendiente inicial de la caída de frecuencia, eleva el nadir y acorta el tiempo de recuperación. Esto reduce el riesgo de disparos por subfrecuencia y refuerza la confiabilidad de la red.

Entre las fortalezas del estudio resalta el uso de DIgSILENT PowerFactory como plataforma de simulación, herramienta reconocida en la industria para analizar estabilidad y dinámica de frecuencia. El modelado en DSL permitió incorporar bloques de medición, control droop con banda muerta, reguladores de carga y convertidores PWM en una estructura modular, lo que coincide con propuestas recientes en la literatura [22]. Asimismo, el análisis se desarrolló tanto en un sistema reducido como en el IEEE de 9 barras con generación fotovoltaica, eólica y almacenamiento, lo que ofrece una visión más amplia que la de estudios centrados en casos particulares. Sin embargo, debe mencionarse una limitación: los resultados se basan en simulaciones. Factores prácticos como pérdidas adicionales, retardos de comunicación y restricciones térmicas de las baterías no pudieron ser reproducidos, tal como advierten otros autores [48].

Los hallazgos indican que el BESS actúa como primer respondedor ante perturbaciones rápidas. Entrega un pulso de potencia que atenúa la desviación de frecuencia y otorga margen de tiempo al control primario de los generadores síncronos. Situaciones similares han sido reportadas en investigaciones con aerogeneradores y plantas fotovoltaicas, donde la inercia virtual ha demostrado amortiguar oscilaciones y acelerar la estabilización [49], [3]. En este trabajo, la planta fotovoltaica mantuvo la potencia activa cerca de 25 MW en ambos escenarios, lo que confirma lo planteado por Villena-Ruiz *et al.* [3] respecto a que el efecto de la inercia virtual en este recurso se aprecia más en la calidad transitoria que en la magnitud de la generación. En contraste, el sistema eólico mostró beneficios más claros en la reducción de oscilaciones, en línea con lo descrito por Moutevelis *et al.* [49].

La comparación con estudios previos refleja coherencia con la tendencia internacional: el empleo de BESS con inercia virtual mejora la respuesta de frecuencia y permite integrar más renovables sin comprometer la estabilidad. Sun *et al.* [43] y Shobug *et al.* [50] en que estos sistemas reducen el RoCoF y elevan el nadir, aunque resaltan que el desempeño depende de parámetros de control y del estado de carga de la batería. En este estudio, el convertidor alcanzó picos de 3.5 MW y el SOC descendió de 1.0 a 0.985 en 200 segundos, lo que refuerza la importancia de mantener márgenes adecuados de operación. Este aspecto también ha sido señalado en revisiones recientes sobre estimación de SOC [46].

Las implicaciones del trabajo son claras para la operación y planificación de redes modernas. Para los operadores, los resultados muestran que incorporar controladores de inercia virtual alivia la carga de los generadores síncronos y mantiene márgenes seguros de frecuencia. Para los investigadores, se abren líneas hacia algoritmos adaptativos que ajusten los parámetros del droop según la magnitud del disturbio y hacia esquemas de coordinación entre múltiples BESS ubicados en diferentes puntos de la red [22], [49]. Para los reguladores, se refuerza la urgencia de actualizar normas técnicas y establecer parámetros mínimos de soporte inercial en proyectos de generación distribuida, tal como lo discuten trabajos recientes sobre integración renovable y almacenamiento [42], [3].

Mirando hacia adelante, sería recomendable validar los modelos en microrredes piloto y ampliar las pruebas a diferentes topologías de red y grados de penetración renovable. También merece atención la evaluación de estrategias alternativas como osciladores virtuales, control predictivo y modos *grid-forming*, que han mostrado resultados alentadores en condiciones de baja inercia [22], [3]. Finalmente, conviene estudiar la coordinación de varios BESS dispersos en la red, considerar reservas por *de-loading* en fuentes eólicas y fotovoltaicas, y analizar el impacto de la degradación de baterías sobre la sostenibilidad del servicio inercial. Estas líneas de investigación fortalecerían las estrategias propuestas y facilitarían su aplicación en entornos reales de operación.

4.1 Conclusiones

Las simulaciones mostraron que la incorporación de un modelo de inercia sintética en fuentes renovables y en el sistema de almacenamiento en baterías permitió mitigar de forma efectiva la tasa de cambio de frecuencia durante disturbios. En el sistema de prueba reducido, el nadir alcanzó 59.3 Hz sin soporte inercial, mientras que con la inercia virtual mejoró hasta 59.69 Hz. En el sistema de 9 barras con renovables, la recuperación de frecuencia se logró en 10.88 segundos con

inerzia virtual frente a 14.74 segundos sin ella, lo que evidencia la capacidad del modelo para reducir desviaciones críticas y estabilizar el sistema en menor tiempo.

El algoritmo de control diseñado bajo un esquema droop con banda muerta resultó eficaz al restablecer la frecuencia tras perturbaciones. Con la inercia virtual activada, el convertidor PWM del sistema de almacenamiento entregó picos de potencia de hasta 3.5 MW y reguló la corriente de referencia en torno a 0.05–0.06 p.u. Estos resultados demuestran que la desviación entre la frecuencia real y su referencia puede aprovecharse de manera confiable para sostener la estabilidad en microrredes con alta penetración renovable.

Las simulaciones realizadas en DIgSILENT PowerFactory tanto en el sistema aislado como en el de 9 barras confirmaron el comportamiento del control bajo condiciones variadas. En el sistema fotovoltaico, la potencia activa se mantuvo cercana a 25 MW en ambos escenarios, lo que indica que el impacto de la inercia virtual en este tipo de recurso es limitado y se refleja principalmente en un ligero amortiguamiento transitorio. En cambio, en el sistema eólico se observó un beneficio más marcado, con oscilaciones reducidas y una recuperación más rápida de la velocidad de la turbina y el generador, lo que valida la adaptabilidad del modelo a distintos recursos.

El análisis evidenció que el uso de inercia virtual alivió la carga de los generadores síncronos y evitó que la frecuencia se acercara a los límites de disparo de protecciones por subfrecuencia. El área entre las curvas de frecuencia con y sin inercia mostró la mejora lograda en los primeros segundos tras el disturbio, etapa crítica para la estabilidad. En sistemas de mayor complejidad, el aporte del almacenamiento con inercia virtual fue decisivo para sostener la confiabilidad operativa. A partir de estos hallazgos, se recomienda desarrollar controles adicionales que prioricen la potencia activa frente a la reactiva, incorporar algoritmos adaptativos que ajusten parámetros del droop según la magnitud del disturbio y coordinar el funcionamiento del almacenamiento con plantas renovables para aprovechar reservas dinámicas. Asimismo, resulta necesario mantener márgenes adecuados del estado de carga en las baterías para garantizar capacidad de respuesta frente a eventos sucesivos y reforzar la resiliencia de las microrredes.

4.2 Recomendaciones

Las experiencias de simulación mostraron que un paso importante antes de llevar a gran escala un modelo de inercia sintética en fuentes renovables es validarla en microrredes piloto. Esto permitiría ajustar parámetros de control bajo condiciones reales de operación, considerando

aspectos como pérdidas eléctricas, temperatura de las baterías o posibles retrasos en la electrónica de potencia. De esta manera se garantiza que los beneficios teóricos también puedan verificarse en la práctica.

Otro aspecto clave está en el diseño del algoritmo de control de caída de frecuencia. Resulta conveniente que este sea adaptativo, con la capacidad de modificar la pendiente del droop según la magnitud del disturbio. Una estrategia de este tipo logra respuestas rápidas en eventos severos y más moderadas en variaciones menores, evitando sobrecargas innecesarias en el sistema de almacenamiento. Además, la incorporación de bandas muertas ajustables reduce la sensibilidad frente a oscilaciones pequeñas, aportando mayor estabilidad al control.

Conviene también ampliar las simulaciones a distintos escenarios en PowerFactory, variando la penetración renovable, el tamaño de los sistemas de almacenamiento y la topología de la red. Explorar estas configuraciones ayudaría a comprobar la robustez del modelo y a definir márgenes de seguridad más confiables cuando se plantee su aplicación en proyectos reales.

Los resultados obtenidos resaltan la importancia de que varias unidades de almacenamiento y generadores renovables trabajen de manera coordinada. Un esquema distribuido de control inercial puede mejorar la estabilidad global y evitar la sobrecarga de un único dispositivo. En paralelo, se recomienda contar con sistemas de monitoreo en tiempo real que evalúen continuamente el nadir y la tasa de cambio de frecuencia, ajustando la respuesta de control según lo requiera el sistema.

Finalmente, se sugiere avanzar en lineamientos técnicos y regulatorios que promuevan la adopción de controles de inercia virtual en proyectos de generación distribuida. Esto incluye establecer parámetros mínimos de soporte inercial, incentivar el uso de sistemas de almacenamiento avanzados y fomentar la investigación aplicada para mejorar la coordinación entre baterías y fuentes renovables. También es necesario mantener el estado de carga de las baterías dentro de un rango que asegure capacidad de respuesta frente a eventos sucesivos, reforzando así la resiliencia de las microrredes frente a perturbaciones.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi, and Á. Molina-García, “Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, p. 109369, Nov. 2019, doi: 10.1016/J.RSER.2019.109369.
- [2] M. Mirmohammad and S. P. Azad, “Control and Stability of Grid-Forming Inverters: A Comprehensive Review,” *Energies* 2024, Vol. 17, Page 3186, vol. 17, no. 13, p. 3186, Jun. 2024, doi: 10.3390/EN17133186.
- [3] R. Villena-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, J. C. Hernández, and E. Gómez-Lázaro, “Assessment of the synthetic inertial response of an actual solar PV power plant,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 157, p. 109875, Jun. 2024, doi: 10.1016/J.IJEPES.2024.109875.
- [4] A. Bonfiglio, M. Lodi, A. Rosini, A. Oliveri, and R. Procopio, “Design, realization and testing of a synthetic inertia controller for wind turbine power generators,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 38, p. 101234, Jun. 2024, doi: 10.1016/J.SEGAN.2023.101234.
- [5] S. E. Sati, A. Al-Durra, H. Zeineldin, T. H. M. EL-Fouly, and E. F. El-Saadany, “A novel virtual inertia-based damping stabilizer for frequency control enhancement for islanded microgrid,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 155, p. 109580, Jan. 2024, doi: 10.1016/J.IJEPES.2023.109580.
- [6] G. Magdy, A. Bakeer, and M. Alhasheem, “Superconducting energy storage technology-based synthetic inertia system control to enhance frequency dynamic performance in microgrids with high renewable penetration,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 6, no. 1, pp. 1–13, Dec. 2021, doi: 10.1186/S41601-021-00212-Z/FIGURES/14.
- [7] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, M. Mansur, and T. M. I. Mahlia, “Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods,” *J Clean Prod.*, vol. 253, p. 119831, Apr. 2020, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2019.119831.
- [8] L. Li, W. Chen, Y. Han, Q. Li, and Y. Pu, “A Stability Enhancement Method Based on Adaptive Virtual Resistor for Electric-hydrogen Hybrid DC Microgrid Grid-connected

- Inverter Under Weak Grid,” *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106882, Feb. 2021, doi: 10.1016/J.EPSR.2020.106882.
- [9] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, “Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends - A Review,” *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 2, pp. 93–109, 2021, doi: 10.1109/OJIA.2021.3074028.
- [10] L. Meng *et al.*, “Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues,” *ITSG*, vol. 11, no. 2, pp. 1566–1581, Mar. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2940173.
- [11] S. Yang, J. Fang, Y. Tang, H. Qiu, C. Dong, and P. Wang, “Modular Multilevel Converter Synthetic Inertia-Based Frequency Support for Medium-Voltage Microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 11, pp. 8992–9002, Nov. 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2890491.
- [12] P. Denholm, T. Mai, R. W. Kenyon, B. Kroposki, and M. O’malley, “Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin,” 2020, Accessed: Sep. 06, 2025. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [13] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattacharai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, “Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions,” *Applied Sciences 2017, Vol. 7, Page 654*, vol. 7, no. 7, p. 654, Jun. 2017, doi: 10.3390/APP7070654.
- [14] S. Anttila, J. S. Döhler, J. G. Oliveira, and C. Boström, “Grid Forming Inverters: A Review of the State of the Art of Key Elements for Microgrid Operation,” *Energies 2022, Vol. 15, Page 5517*, vol. 15, no. 15, p. 5517, Jul. 2022, doi: 10.3390/EN15155517.
- [15] M. J. Quintero-Durán, J. E. Candelo-Becerra, M. E. González-Niño, S. A. Hernández-Moreno, and R. F. Váz, “Synchronverter Control Strategy: A Review of Different Improvements and Applications,” *Energies 2025, Vol. 18, Page 3574*, vol. 18, no. 13, p. 3574, Jul. 2025, doi: 10.3390/EN18133574.
- [16] C. He *et al.*, “Analysis and Control of Frequency Stability in Low-Inertia Power Systems: A Review,” *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica, 2024, Vol. 11, Issue 12, Pages: 2363-2383*, vol. 11, no. 12, pp. 2363–2383, 2024, doi: 10.1109/JAS.2024.125013.
- [17] Pikkarainen Jussi, “Wind turbine inertia - supporting the grid with active power,” Skeleton. Accessed: Sep. 06, 2025. [Online]. Available: <https://www.skeletontech.com/skeleton-blog/wind-turbine-inertia-supporting-the-grid-with-active-power>
- [18] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems,” *IEEE Standards*, Art. no. C37.118.2-2011, Dec. 2024, doi: 10.1109/IEEEESTD.2024.10794635.

- [19] “NERC.” Accessed: Sep. 06, 2025. [Online]. Available: <https://www.nerc.com/Pages/default.aspx>
- [20] CENELEC, “European Defence Agency - EDSTAR.” Accessed: Sep. 06, 2025. [Online]. Available: <https://edstar.eda.europa.eu/Standards/Details/ba754b30-4a99-428b-8f96-30da9432561c>
- [21] M. Dashtdar, A. Flah, S. M. S. Hosseini Moghadam, and A. El-Fergany, “Frequency control of the islanded microgrid including energy storage using soft computing,” *Sci Rep*, vol. 12, no. 1, pp. 1–18, Dec. 2022, doi: 10.1038/S41598-022-24758-6.
- [22] K. M. Cheema, “A comprehensive review of virtual synchronous generator,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, p. 106006, Sep. 2020, doi: 10.1016/J.IJEPES.2020.106006.
- [23] M. Chitalahari, G. Venkata, and S. Babu, “Power System Stability Enhancement of DFIG Wind Energy System,” vol. 6, pp. 6344–6349, Oct. 2017, Accessed: Sep. 06, 2025. [Online]. Available: www.ijsetr.com
- [24] Q. C. Zhong and G. Weiss, “Synchronous converters: Inverters that mimic synchronous generators,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2048839.
- [25] L. Xiong, P. Li, F. W. Wu, and J. Wang, “Stability Enhancement of Power Systems with High DFIG-Wind Turbine Penetration via Virtual Inertia Planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 1352–1361, Mar. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2869925.
- [26] A. Smahi and S. Makhloifi, “The Power Grid Inertia With High Renewable Energy Sources Integration: A Comprehensive Review,” *Journal of Engineering (United Kingdom)*, vol. 2025, no. 1, 2025, doi: 10.1155/JE/7975311.
- [27] A. Khan, D. A. Aragon, M. Seyedmohammadian, S. Mekhilef, and A. Stojcevski, “Inertia emulation control of PMSG-based wind turbines for enhanced grid stability in low inertia power systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 156, p. 109740, Feb. 2024, doi: 10.1016/J.IJEPES.2023.109740.
- [28] C. Li, Y. Yang, X. Mao, X. Xiong, and T. Dragicevic, “Modeling, control and stabilization of virtual synchronous generator in future power electronics-dominated power systems: A survey of challenges, advances, and future trends,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 171, p. 111001, Oct. 2025, doi: 10.1016/J.IJEPES.2025.111001.

- [29] M. Shadoul, R. Ahshan, R. S. AlAbri, A. Al-Badi, M. Albadi, and M. Jamil, “A Comprehensive Review on a Virtual-Synchronous Generator: Topologies, Control Orders and Techniques, Energy Storages, and Applications,” *Energies* 2022, Vol. 15, Page 8406, vol. 15, no. 22, p. 8406, Nov. 2022, doi: 10.3390/EN15228406.
- [30] M. Moncecchi, C. Brivio, S. Mandelli, and M. Merlo, “Battery Energy Storage Systems in Microgrids: Modeling and Design Criteria,” *Energies* 2020, Vol. 13, Page 2006, vol. 13, no. 8, p. 2006, Apr. 2020, doi: 10.3390/EN13082006.
- [31] N. G. Chatzigeorgiou, S. Theocharides, G. Makrides, and G. E. Georghiou, “A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector,” *J Energy Storage*, vol. 86, p. 111192, May 2024, doi: 10.1016/J.EST.2024.111192.
- [32] N. Singh and D. K. Jain, “Energy storage participation for frequency regulation of microgrid in PV-dominated power system,” *International Journal of Applied Power Engineering*, vol. 14, no. 1, pp. 109–117, Mar. 2025, doi: 10.11591/IJAPE.V14.I1.PP109-117.
- [33] J. K. Kim *et al.*, “Dynamic Performance Modeling and Analysis of Power Grids With High Levels of Stochastic and Power Electronic Interfaced Resources,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 111, no. 7, pp. 854–872, Jul. 2023, doi: 10.1109/JPROC.2023.3284890.
- [34] R. Musca *et al.*, “Power system dynamic analysis in future energy scenarios with high penetration of renewable energy sources — case study: Sicilian electrical grid,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 41, p. 101616, Mar. 2025, doi: 10.1016/J.SEGAN.2024.101616.
- [35] S. E. Sati, A. Al-Durra, H. H. Zeineldin, T. H. M. EL-Fouly, and E. F. El-Saadany, “Decentralized frequency restoration and stability enhancement for virtual synchronous machines at economic dispatch in islanded microgrid,” *Appl Energy*, vol. 377, p. 124544, Jan. 2025, doi: 10.1016/J.APENERGY.2024.124544.
- [36] B. A. Bastiani and R. V. de Oliveira, “Frequency Dynamics of Power Systems with Inertial Response Support from Wind Generation,” *Energies* 2023, Vol. 16, Page 5280, vol. 16, no. 14, p. 5280, Jul. 2023, doi: 10.3390/EN16145280.
- [37] H. Bevrani, T. Ise, and Y. Miura, “Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 244–254, Jan. 2014, doi: 10.1016/J.IJEPES.2013.07.009.
- [38] H. Nazaripouya, Y.-W. Chung, and A. Akhil, “ENERGY STORAGE IN MICROGRIDS: CHALLENGES, APPLICATIONS AND RESEARCH NEED,” *International Journal of*

Energy and Smart Grid, vol. 3, no. 2, pp. 60–70, Jul. 2019, doi: 10.23884/IJESG.2018.3.2.02.

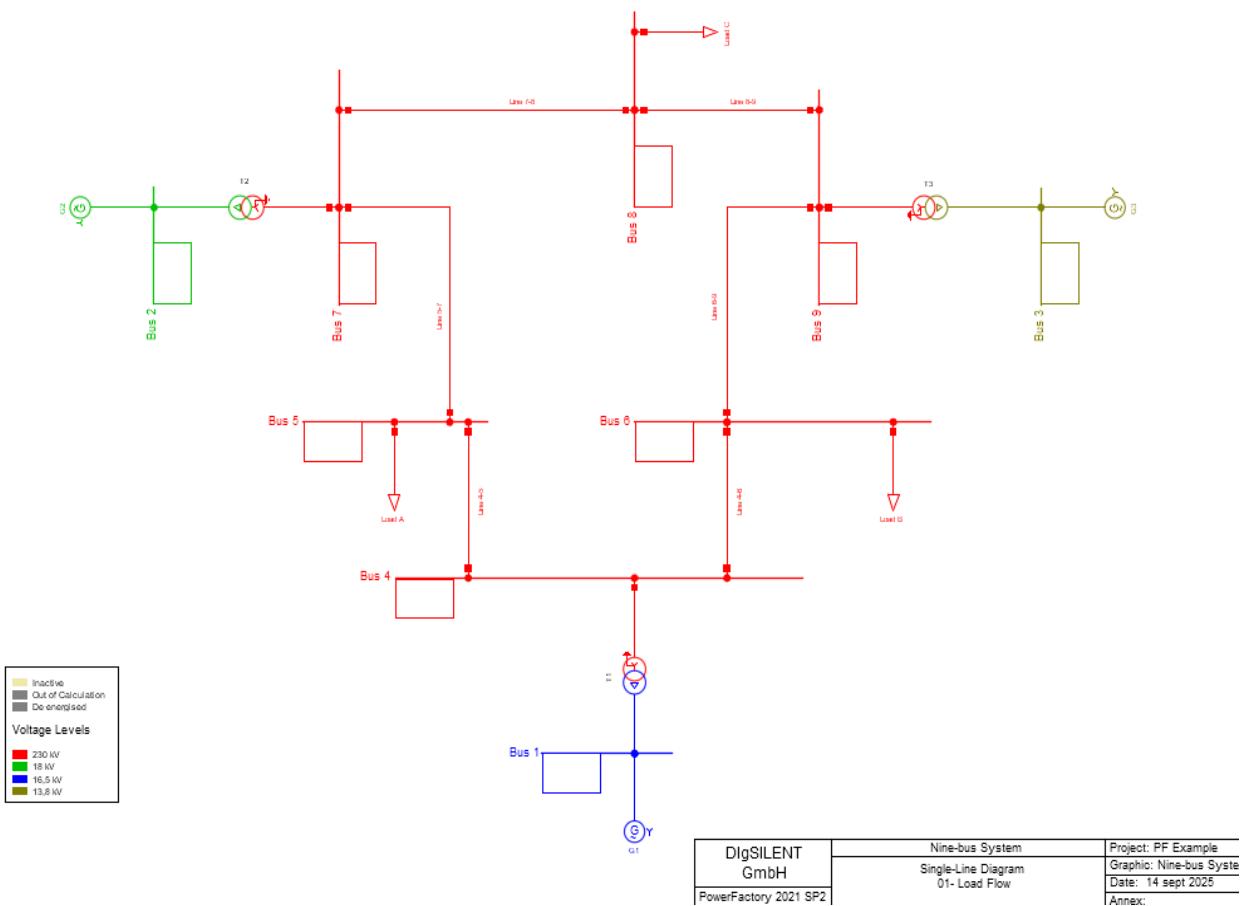
- [39] M. Jafari, G. B. Gharehpetian, and A. Anvari-Moghaddam, “On the Role of Virtual Inertia Units in Modern Power Systems: A Review of Control Strategies, Applications and Recent Developments,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 159, p. 110067, Aug. 2024, doi: 10.1016/J.IJEPES.2024.110067.
- [40] M. Basu, S. Patra, A. Sheir, and V. K. Sood, “Enhanced Virtual Inertia Controller for Microgrid Applications,” *Energies* 2023, Vol. 16, Page 7304, vol. 16, no. 21, p. 7304, Oct. 2023, doi: 10.3390/EN16217304.
- [41] H. Bevrani, H. Golpîra, A. R. Messina, N. Hatziargyriou, F. Milano, and T. Ise, “Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges,” *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107114, May 2021, doi: 10.1016/J.EPSR.2021.107114.
- [42] E. S. N. Raju P and T. Jain, “Battery energy storage systems in microgrids,” *Emerging Trends in Energy Storage Systems and Industrial Applications*, pp. 325–348, Jan. 2023, doi: 10.1016/B978-0-323-90521-3.00009-0.
- [43] C. Sun, S. Q. Ali, G. Joos, and F. Bouffard, “Virtual synchronous machine control for low-inertia power system considering energy storage limitation,” *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2019*, pp. 6021–6028, Sep. 2019, doi: 10.1109/ECCE.2019.8913169.
- [44] M. M. Mohamed, H. M. El Zoghby, S. M. Sharaf, and M. A. Mosa, “Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid,” *J Energy Storage*, vol. 51, p. 104317, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.104317.
- [45] X. Yun, X. Zhang, C. Wang, and X. Fan, “A review on state of charge estimation methods for lithium-ion batteries based on data-driven and model fusion,” *J Energy Storage*, vol. 129, p. 117389, Sep. 2025, doi: 10.1016/J.EST.2025.117389.
- [46] N. Ghaeminezhad, Q. Ouyang, J. Wei, Y. Xue, and Z. Wang, “Review on state of charge estimation techniques of lithium-ion batteries: A control-oriented approach,” *J Energy Storage*, vol. 72, p. 108707, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.EST.2023.108707.
- [47] C. Li, Y. Huang, Y. Wang, A. Monti, Z. Wang, and W. Zhong, “Modelling and small signal stability for islanded microgrids with hybrid grid-forming sources based on converters and synchronous machines,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 157, p. 109831, Jun. 2024, doi: 10.1016/J.IJEPES.2024.109831.

- [48] E. S. N. Raju P and T. Jain, “Battery energy storage systems in microgrids,” *Emerging Trends in Energy Storage Systems and Industrial Applications*, pp. 325–348, Jan. 2023, doi: 10.1016/B978-0-323-90521-3.00009-0.
- [49] D. Moutevelis, J. Roldan-Perez, P. Rodriguez-Ortega, and M. Prodanovic, “Virtual Synchronous Machine Design for Islanded Microgrids Using the Extended Impedance Criterion With Grid Frequency Dynamics Included,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 40, no. 2, pp. 1249–1264, 2025, doi: 10.1109/TEC.2024.3487017.
- [50] M. A. Shobug, F. Yang, and J. Lu, “Stability improvement of microgrids under dynamic load conditions: A new adaptive virtual synchronous generator based virtual inertia control approach,” *Results in Engineering*, vol. 25, p. 104556, Mar. 2025, doi: 10.1016/J.RINENG.2025.104556.
- [51] U. Datta, A. Kalam, and J. Shi, “The relevance of large-scale battery energy storage (BES) application in providing primary frequency control with increased wind energy penetration”, Accessed: Sep. 12, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X1830759X>

ANEXOS

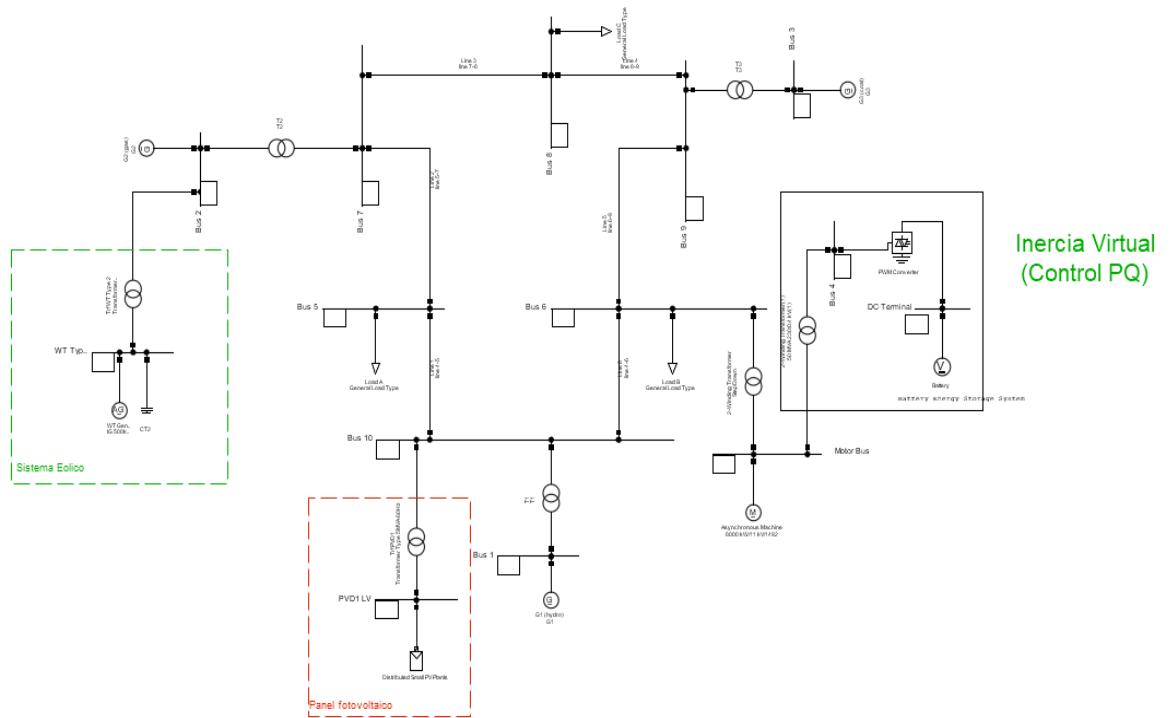
ANEXO A

CASO BASE DE ESTUDIO 9 BUS SYSTEM



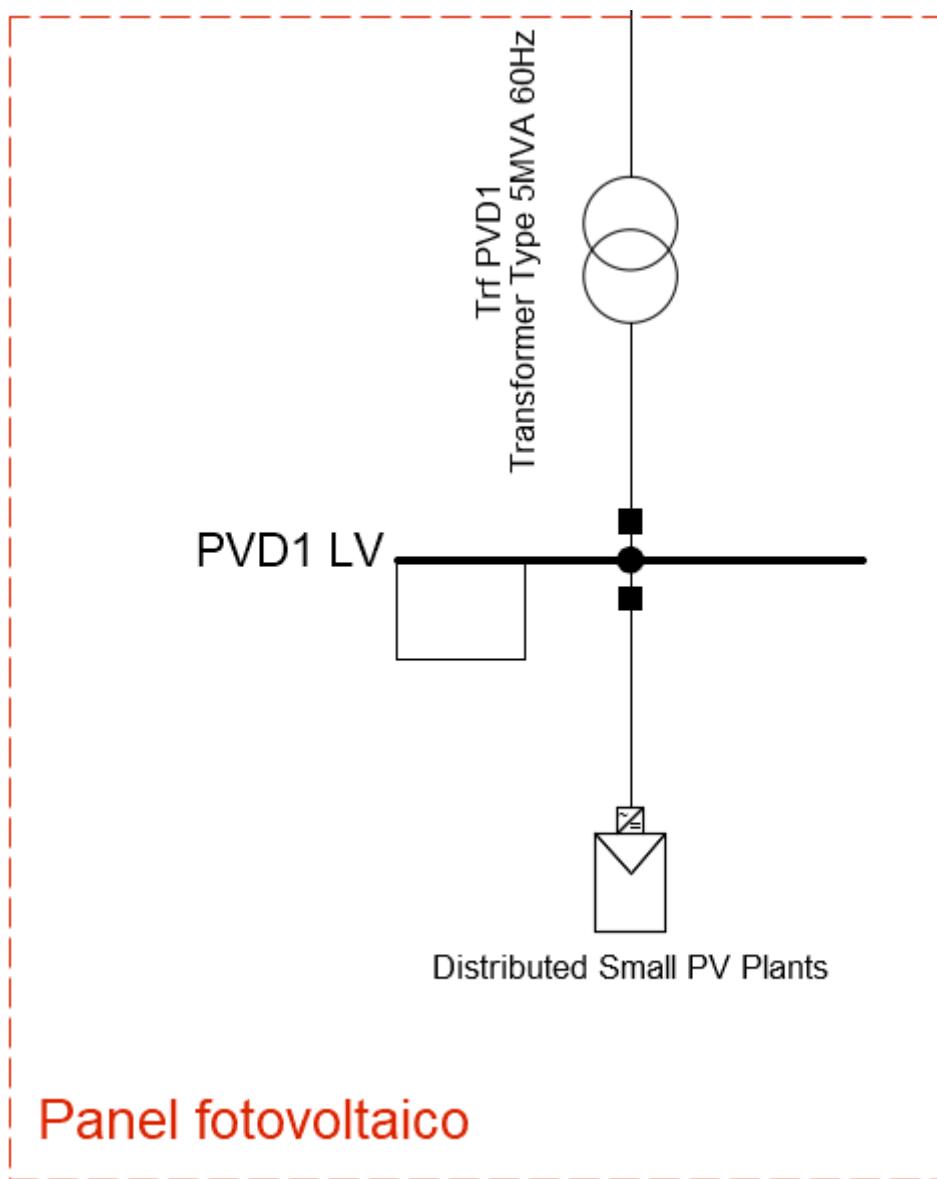
ANEXO B

SISTEMA DE ESTUDIO CON IMPLEMENTACION DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES



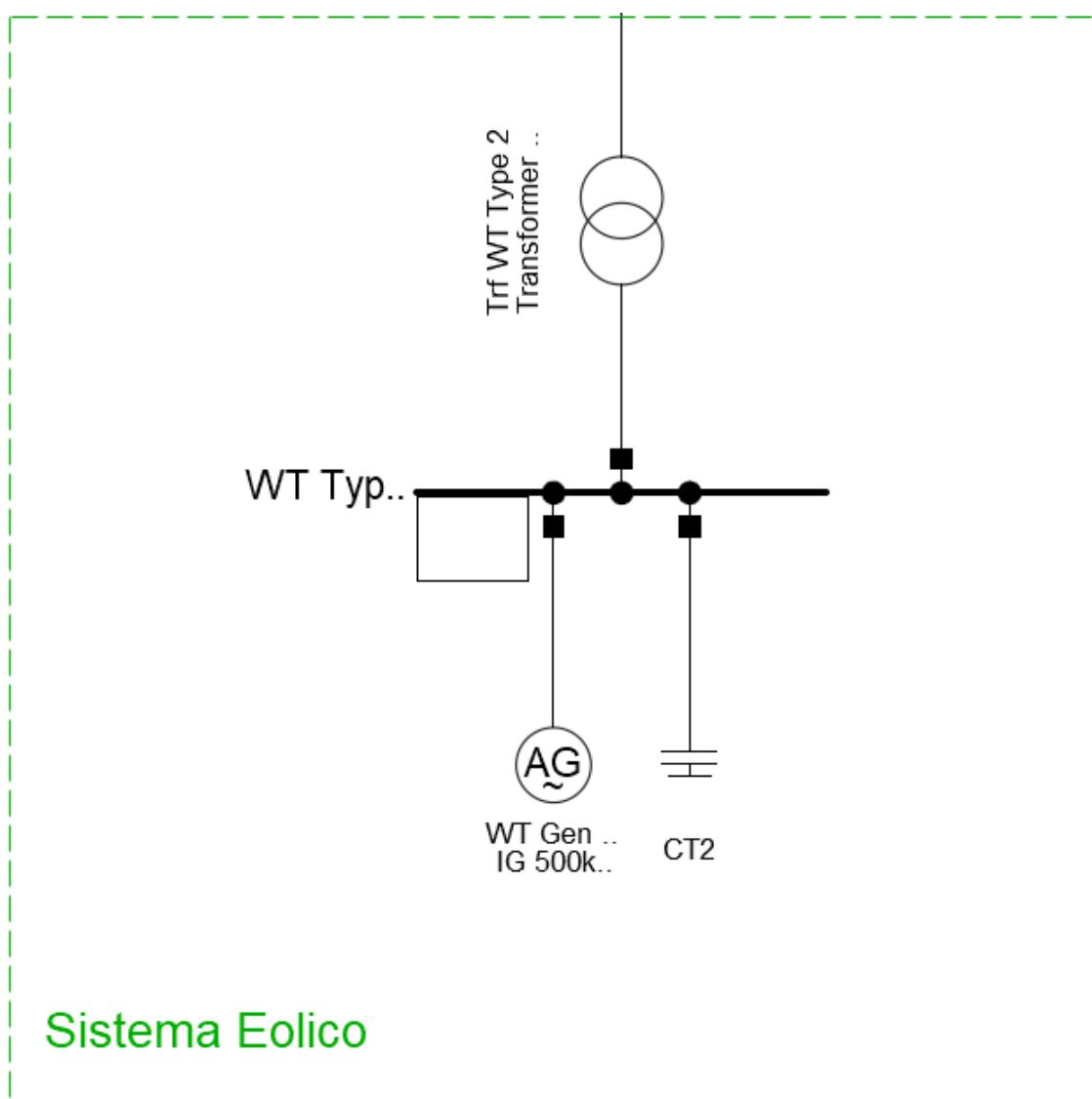
ANEXO C

SISTEMA FOTOVOLTAICO



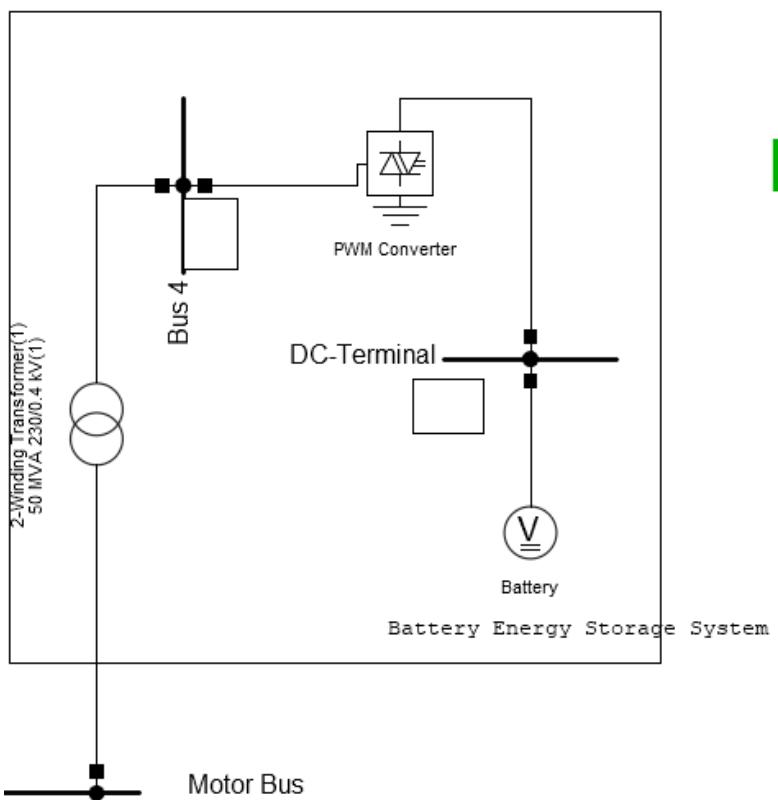
ANEXO D

SISTEMA EÓLICO



ANEXO E

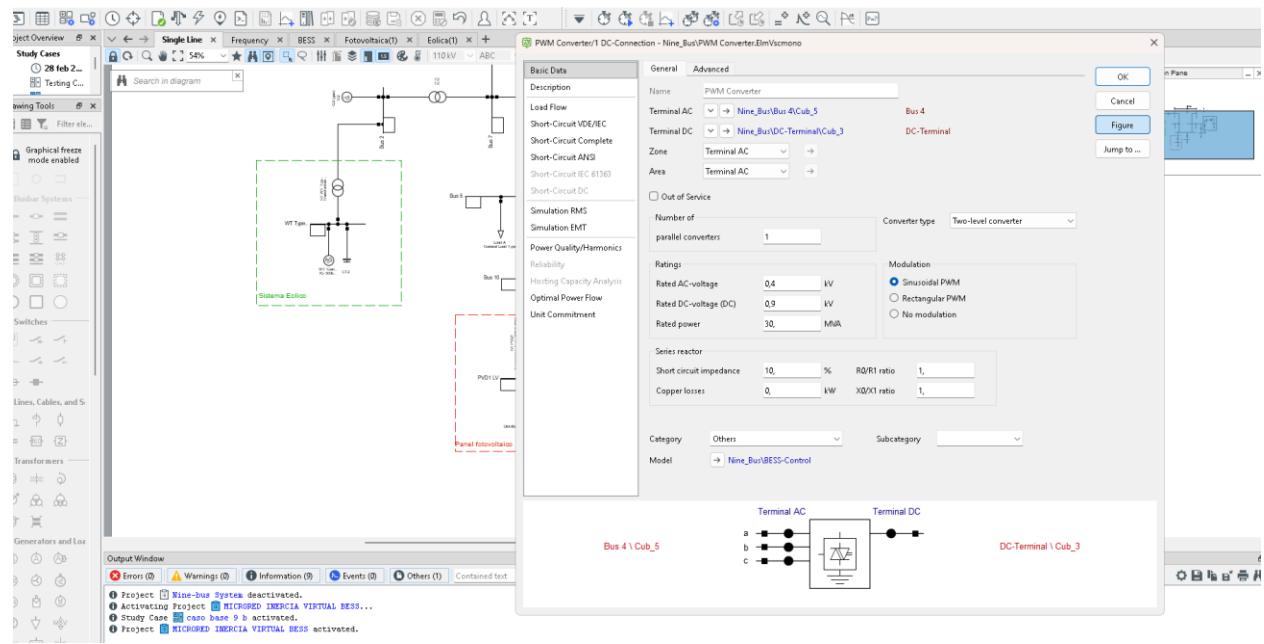
IMPLEMENTACIÓN CONTROL INERCIA VIRTUAL



Inercia Virtual
(Control PQ)

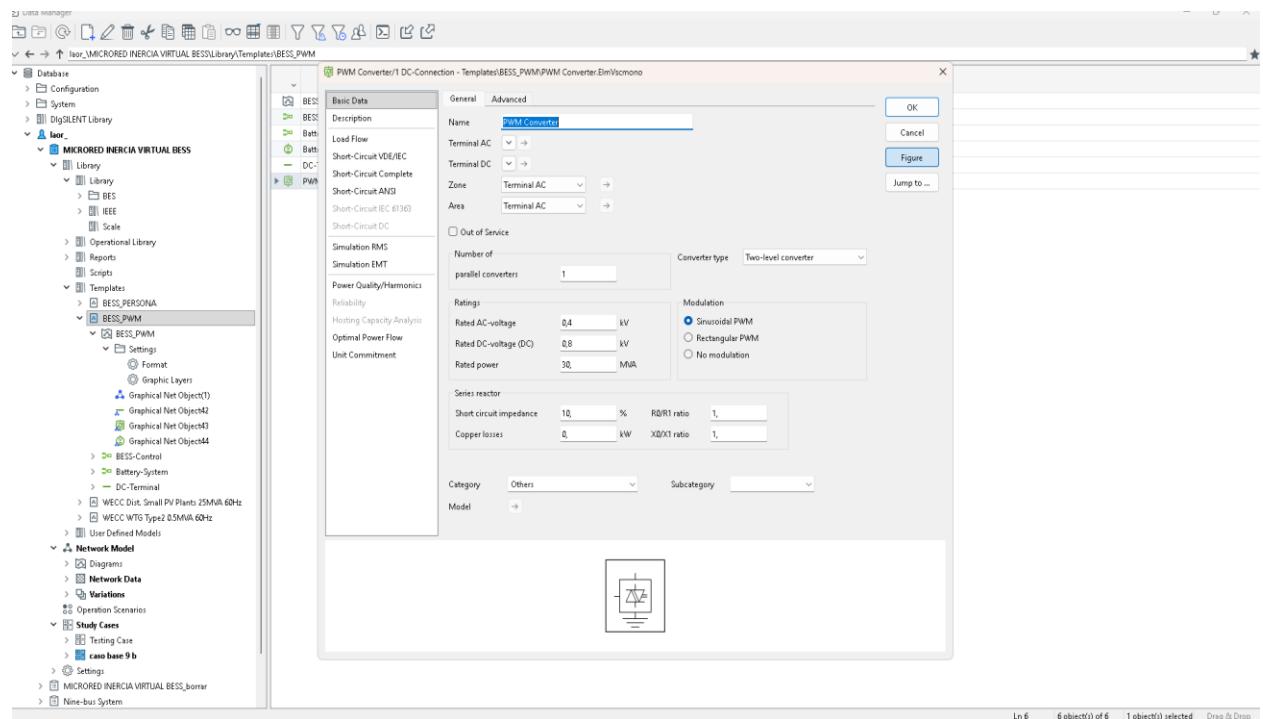
ANEXO F

PARAMETROS PWM



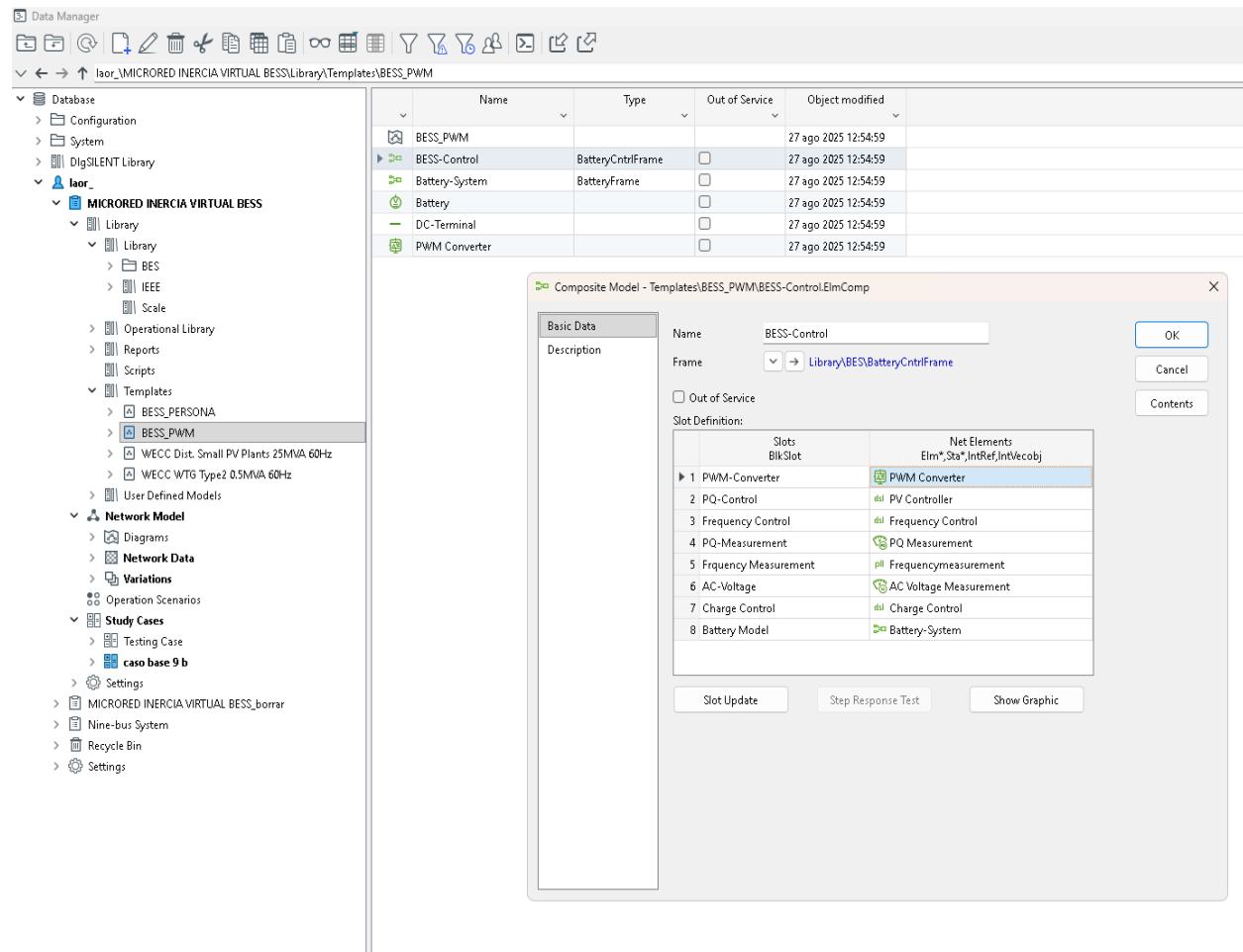
ANEXO G

MODULACIÓN SINOIDAL PWM



ANEXO H

PARAMETROS BESS



ANEXO I

ELABORACIÓN DE LA SIMULACIÓN

