

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MODELIZACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE RED

Estudiante	<i>Berasategui, Vallejo, Eider</i>
Directora	<i>Torres, Iglesias, Esther</i>
Departamento	<i>Ingeniería Eléctrica</i>
Curso académico	<i>2020/2021</i>

Bilbao, día, 22 de septiembre, 2021

RESUMEN

Este trabajo presenta la importancia de la modelización de la generación eléctrica distribuida y las opciones existentes para realizarla.

Para ello, se realiza un análisis del impacto que crea este tipo de generación a diferencia de la generación centralizada convencional. Junto a ello, con intención de desarrollar los aspectos teóricos analizados, se realizan diversas simulaciones. Los estudios se realizan mediante el reciente modelo genérico DER_A desarrollado por el WECC. Es un modelo que representa la GD de forma simplificada y agregada. Los resultados obtenidos muestran la necesidad de modelizar la GD y el comportamiento de los principales aspectos de funcionamiento del modelo.

LABURPENA

Lan honek sorkuntza elektriko banatua modelatzearen garrantzia aurkezten du azken hau garatzeko aurkitzen diren aukera desberdinak erakutsiz.

Hori lortzeko, sorkuntza honek eragindako inpaktua aztertzen da, ohiko sorkuntza zentralizatuak sortutakoaren desberdina baita. Honekin batera, azterturako aspektu teorikoak guztiz garatzeko, simulazio ugari egiten dira. Simulazio hauek WECC-ak garatutako DER_A modelo generikoaren bitartez gauzatzen dira. Modelo honek sorkuntza banatua modu erantsi eta erraztuan irudikatzen du. Lortutako emaitzen bitartez sorkuntza banatua modelatzearen beharra erakusten da, erabilitako modelooren portaera eta funtzionamenduaren aspektu nagusiak azaltzearekin batera.

ABSTRACT

This paper presents the importance of modeling distributed electric generation and the existing options for its implementation.

For this purpose, an analysis of the impact created by this type of generation is carried out due to its difference with the impact of the conventional centralized generation. In addition, with the intention of developing the theoretical aspects analyzed, several simulations are carried out. The studies are performed using the recent DER_A generic model developed by WECC. It is a model that represents DG in a simplified and aggregated form. The results obtained show the need to model the DG and the behavior of the main operating aspects of the model.

PALABRAS CLAVES

Generación distribuida (GD), energías y recursos renovables, modelización, DER_A, PSS, simulación, disparo de tensión, disparo de frecuencia, fracción recuperada.

ÍNDICE

RESUMEN	1
LABURPENA	1
ABSTRACT	1
PALABRAS CLAVES	1
Índice	2
índice de figuras	5
Índice de tablas	7
1. INTRODUCCIÓN	8
2. CONTEXTO	9
3. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO	11
4. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE	12
4.1. CLASIFICACIÓN DE LA GD	12
4.1.1. Tecnologías y nivel de potencia instalada	12
4.1.2. Aplicaciones de la GD	14
4.2. INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	14
4.3. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA GD EN LA RED	15
4.3.1. Variaciones de frecuencia	16
4.3.2. Variaciones de tensión	17
4.3.3. Impacto en la potencia de cortocircuito	18
4.3.4. Impacto de los modos de operación de la GD basada en inversores	18
4.3.5. Evaluación del impacto de la GD	20
4.3.5.1 Estudios en régimen estacionario	21
4.2.5.1.1 Representación de la GD para el régimen estacionario	21
4.3.5.2 Estudios en régimen dinámico	21
4.2.5.2.1 Representación de la GD para el régimen dinámico	22
4.3.5.3 Aspectos generales a considerar en el desarrollo de modelos GD	22
4.4. MODELIZACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ESTUDIOS DINÁMICOS	23
4.4.1. Aspectos a considerar	23
4.4.2. Tipos de modelos	25
4.4.2.1 Modelos individuales	25
4.4.2.2 Modelos agregados	25
4.4.2.3 Aplicaciones usuales para cada tipo de modelo	26
4.4.3. Modelos disponibles	26

4.4.3.1	Modelos para grandes plantas	27
4.4.3.1.1	Modelos de módulos genéricos de la segunda generación del WECC.....	27
4.4.3.1.2	Módulo REGC_A	30
4.4.3.1.3	Módulo REEC_A.....	31
4.4.3.1.4	Módulo REPC_A.....	32
4.4.3.1.5	Segunda generación del WECC	33
4.4.3.1.5.1	Tipo 1 y 2 WTG	34
4.4.3.1.5.2	Tipo 3 y 4 WTG	34
4.4.3.2	Modelos para potencias de pequeña escala	34
4.4.3.2.1	PVD1	35
4.4.3.2.2	DER_A.....	36
4.4.3.2.2.1	Control potencia activa-frecuencia	39
4.4.3.2.2.2	Protecciones.....	40
4.4.3.2.2.3	Control potencia reactiva-tensión.....	44
4.4.3.2.2.4	Lógica de prioridad de corriente activa-reativa	44
4.4.3.2.2.5	Inversor	45
4.4.3.3	Comparación entre PVD1 y DER_A.....	46
4.4.4.	Aplicaciones prácticas de los modelos	47
5.	ANÁLISIS PRÁCTICO	49
5.1.	PSS®E 34	49
5.2.	IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DER_A.....	49
5.3.	ESTUDIOS REALIZADOS.....	50
5.3.1.	Modelo DER_A: funciones principales de disparo	50
5.3.1.1	Modelo PLBVFU1.....	52
5.3.1.2	Variaciones realizadas	54
5.3.1.3	Resultados test 1 A.....	59
5.3.1.4	Resultados test 1 B	60
5.3.1.5	Resultados test 1 C	62
5.3.1.6	Resultados test 1 D.....	63
5.3.1.7	Resultados test 1 E	64
5.3.1.8	Resultados test 1 F	65
5.3.1.9	Resultados test 1 G.....	66
5.3.1.10	Resultados test 1 H.....	67
5.3.1.11	Resultados test 2A.....	68

5.3.1.12	Resultados test 2B	69
5.3.1.13	Resultados test 2C	70
5.3.1.14	Resultados test 2D.....	71
5.3.2.	Caso base con y sin modelización de GD.....	73
5.3.2.1	Resultados	76
5.3.3.	Modelo DER_A: integración de GD	79
5.3.3.1	Caso base con y sin modelización GD con mayor penetración	80
5.3.3.1.1	Resultados	81
5.3.3.2	DER_A controles deshabilitados.....	87
5.3.3.2.1	Caso 1	88
5.3.3.2.2	Caso 2	92
5.3.3.2.3	Caso 3	95
5.3.3.2.4	Caso 4	97
5.3.3.3	DER_A: control potencia reactiva-tensión	100
5.3.3.3.1	Caso 5	101
5.3.3.3.2	Caso 6	104
6.	CONCLUSIONES	108
7.	ANEXOS.....	110
7.1.	Archivos .raw y .dyr modelo de red del apartado 5.3.1	110
7.2.	Parámetros del apartado 5.3.1.....	115
7.3.	Archivos .raw y .dyr modelo de red del apartado 5.3.2.....	116
7.4.	Parámetros del apartado 5.3.2.....	131
7.5.	Archivo .raw modelo de red de los apartados 5.3.3.1 y 5.3.3.2.....	132
7.6.	Archivo .dyr modelo de red del apartado 5.3.3.1	136
7.7.	Archivo .dyr modelo de red del apartado 5.3.3.2	138
7.8.	Parámetros del apartado 5.3.3.1	139
7.9.	Parámetros del apartado 5.3.3.2	140
8.	Bibliografía.....	142

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico nacional [3]	10
Figura 2: Clasificación en base a la tecnología [1].....	13
Figura 3: Diagrama de los modos de operación [9]	19
Figura 4: Característica de la salida de potencia en CM [9]	20
Figura 5: Modelos modulares genéricos de la segunda generación del WECC	28
Figura 6: Modelo genérico solar [13]	29
Figura 7: Modelo genérico eólico [15]	29
Figura 8: Módulo REGC_A [15].....	31
Figura 9: Módulo REEC_A [15]	32
Figura 10: Módulo REPC_A [15]	33
Figura 11: Modelo pvd1 [18]	35
Figura 12: Modelo DER_A [20]	38
Figura 13: Estructura del control de potencia activa-frecuencia [20].....	40
Figura 14: Estructura de la entrada lógica de disparo de frecuencia [20]	41
Figura 15: Estructura de disparo de frecuencia [24]	41
Figura 16: Estructura del disparo de tensión [20]	42
Figura 17: Estructura del disparo de tensión [17]	43
Figura 18: Estructura del disparo de tensión [24].....	43
Figura 19: Estructura del control potencia reactiva-tensión [20]	44
Figura 20: Estructura de la Lógica de prioridad de corriente activa-reactiva [20]	45
Figura 21: Representación de la fuente de tensión [20]	46
Figura 22: Sistema que representan los diferentes modelos.....	48
Figura 23: Estructura para incluir el modelo DER_A	49
Figura 24: Selección del modo de control del modelo generador	50
Figura 25: Representación del sistema de 4 buses	51
Figura 26: Ejemplo de un Playback file.....	53
Figura 27: Variaciones de tensión 1A-D en el BUS 1 [17].....	55
Figura 28: Variaciones de tensión 1E-G en el BUS 1 [17]	56
Figura 29: Variación de tensión 1F en el BUS 1 [17]	57
Figura 30: Variaciones de sub-frecuencia 2A y 2B en el BUS 1	58
Figura 31: Variaciones de sub-frecuencia 2C y 2D en el BUS 1	59
Figura 32: Curvas test 1A.....	60
Figura 33: Curvas test 1B.....	61
Figura 34: Curvas test 1C.....	62
Figura 35: Curvas test 1D.....	63
Figura 36: Curvas test 1E	64
Figura 37: Curvas test 1F	65
Figura 38: Curvas test 1G	66
Figura 39: Curvas test 1H.....	67
Figura 40: Curvas test 2A.....	68
Figura 41: Curvas test 2B.....	70
Figura 42: Curvas test 2C.....	71

Figura 43: Curvas test 2D.....	72
Figura 44: Sistema base 9 buses.....	73
Figura 45: Ondas de la potencia en el BUS 1.....	76
Figura 46: Ondas de la potencia en el BUS 2.....	77
Figura 47: Ondas de la potencia en el BUS 3.....	77
Figura 48: Ondas de la tensión en el BUS 5.....	78
Figura 49: Ondas de la potencia activa en el BUS 1	83
Figura 50: Ondas de la potencia activa en el BUS 2	83
Figura 51: Ondas de la potencia activa en el BUS 3	84
Figura 52: Ondas de la tensión en el BUS 5.....	85
Figura 53: Ondas de la tensión en el BUS 6.....	86
Figura 54: Ondas de la tensión en el BUS 8.....	86
Figura 55: Curvas de potencia activa en los buses 5,6 y 8	89
Figura 56: Curvas de tensión en los buses 1,2 y 3	90
Figura 57: Curvas de tensión en los buses 5,6 y 8.....	91
Figura 58: Curvas de tensión en los buses 5,6 y 8.....	91
Figura 59: Curvas de las potencias activas de las unidades GD	93
Figura 60: Curvas ampliadas de las potencias activas de las unidades GD	94
Figura 61: Curvas de las tensiones de las unidades GD	95
Figura 62: Curvas de las potencias activas de las unidades GD	97
Figura 63: Curvas de las potencias activas de las unidades GD	98
Figura 64: Curvas de las potencias activas de las unidades convencionales-caso 4	99
Figura 65: Curvas de las potencias activas de las unidades convencionales-caso 3	100
Figura 66: Curvas de las potencias activas de las unidades GD-caso 5	102
Figura 67: Curvas de las potencias activas de las unidades GD-caso 3	102
Figura 68: Curvas de las tensiones de las unidades GD-caso 5	103
Figura 69: Curvas de las tensiones de las unidades GD-caso 3	103
Figura 70: Curvas de las potencias reactivas de las unidades GD-caso 5 y 3	104
Figura 71: Curvas de las potencias activas de las unidades GD-caso 6	105
Figura 51: Curvas de las tensiones de las unidades GD-caso 6	106
Figura 73: Curvas de las potencias reactivas de las unidades GD-caso 6.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Constitución de cada modelo en base a los módulos disponibles	28
Tabla 2: Comparación entre PVD1 y DER_A [12]	46
Tabla 3: Características del sistema	51
Tabla 4: Características ICON del modelo	52
Tabla 5: Valores de las constantes del modelo	52
Tabla 6: Valores de los ICONS del modelo PLBVFU1	53
Tabla 7: Valores de las constantes del modelo PLBVFU1	54
Tabla 8: Características de las variaciones de tensión	54
Tabla 9: Valores de los parámetros mínimos del disparo de tensión	55
Tabla 10: Valores de los parámetros máximos del disparo de tensión	56
Tabla 11: Valores de los parámetros del disparo de tensión	57
Tabla 12: Características de las variaciones de tensión	58
Tabla 13: Valores de los parámetros del disparo de frecuencia	58
Tabla 14: Características de los generadores convencionales	74
Tabla 15: Características de las cargas	74
Tabla 16: Características de las líneas	74
Tabla 17: Características de los transformadores	75
Tabla 18: Resumen de los cambios entre diferentes escenarios	75
Tabla 19: Situación inicial de los generadores y cargas	79
Tabla 20: Situación final de los generadores y cargas	80
Tabla 21: Resumen de los cambios entre diferentes escenarios	81
Tabla 22: Situación final de los generadores y cargas	87
Tabla 23: Valores de ICONS y constantes para la deshabilitación de controles	88
Tabla 24: Ajustes en los parámetros del DER_A	88
Tabla 25: Ajustes en los parámetros del DER_A	92
Tabla 26: Ajustes en los parámetros del DER_A	96
Tabla 27: Ajustes en los parámetros del DER_A	98
Tabla 28: Ajustes en los parámetros del DER_A para el control de reactiva-tensión	101
Tabla 29: Ajustes en los ICON del DER_A para el caso 5	101
Tabla 30: Ajustes en los parámetros del DER_A	101
Tabla 31: Ajustes en los ICON del DER_A para el caso 6	105
Tabla 32: Ajustes en los parámetros del DER_A	105

1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico actual está formado por una gran infraestructura eléctrica encargada de transportar la energía desde el punto de generación a los diferentes puntos de consumo a largas distancias. Hasta hace relativamente poco, la generación se daba de forma centralizada y en grandes instalaciones, pero, poco a poco, este patrón ha ido cambiando. Actualmente, se están implementando instalaciones de generación de tamaño reducido a distancias más cercanas de los consumidores, lo que se denomina como generación distribuida (GD). Mediante este tipo de generación, se pretende conseguir una mayor calidad de suministro y un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos existentes. No existe una definición concreta para la generación distribuida, aun así, las propuestas realizadas son muy parecidas entre ellas, a continuación, se muestran algunas de las definiciones propuestas:

El CIGRE (Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos) define la generación distribuida dentro de un rango de potencia de 50MW y 100MW no centralizados y usualmente conectados al sistema de distribución.

En cuanto al CIRED (Congreso y Exposición Internacional sobre Distribución de Energía Eléctrica) la GD se define en base al nivel de tensión. Junto a esto, define que la GD está conectada a los circuitos que suministran directamente a los clientes.

El IEEE (Institución de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) define la GD como una producción eléctrica cercana a los puntos de consumo independientemente de la fuente de energía empleada y que abarca desde unos pocos KW a decenas de MW.

Dondi et al. 2002 definieron la GD como pequeñas fuentes de generación eléctrica o almacenamiento desde unos pocos KW a decenas de MW que no son parte del sistema eléctrico central y se encuentran cerca de las cargas.

Por último, para Ackermann et al. la GD es una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en la localización del consumidor. Ackermann y colaboradores también definen los recursos distribuidos. Estos están definidos como recursos de generación y demanda que pueden ser empleados en el sistema de distribución eléctrica para satisfacer las necesidades energéticas y técnicas de los consumidores. Puede que la definición más consensuada sea esta, debido a que plantean la definición en base a los términos de conexión y localización en vez de a la capacidad instalada. [1]

2. CONTEXTO

La implantación de este nuevo modelo de generación da lugar a un nuevo funcionamiento y gestión del sistema eléctrico. Este nuevo funcionamiento viene definido por el punto de conexión de la GD, dado que es conectada en la red de distribución a diferencia de la generación centralizada, y, al mismo tiempo, por la intermitencia que presentan los recursos renovables debido a que la GD se basa por lo general en el aprovechamiento de energías renovables.

Los recursos renovables, plantean nuevos patrones de generación y consumo. De esta forma, también se facilita que cualquier consumidor pueda generar su propia energía, incentivando así el autoconsumo. Al mismo tiempo, el concepto de generación distribuida es parte también del concepto recurso de energía distribuida que engloba tanto la GD como el almacenamiento energético. [2]

La integración de tecnologías renovables, que cada vez es mayor, genera efectos y comportamientos diferentes en la red. A niveles pequeños de penetración estos efectos no tienen gran relevancia, pero, con la constante implementación de las mismas estas deben ser consideradas dado el impacto que generan en el sistema de potencia.

En los últimos años la implementación de energías renovables en el sistema eléctrico español ha ido aumentando considerablemente. Según los datos de Red Eléctrica de España (REE), en el año 2021 existen aproximadamente 60.000MW instalados de generación renovable. [3]

Como se puede observar en la siguiente imagen, desde el año 2017 al 2021 ha aumentado la potencia instalada en aproximadamente 20.000MW. [3]

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

POTENCIA INSTALADA (MW) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 2017 al 2021

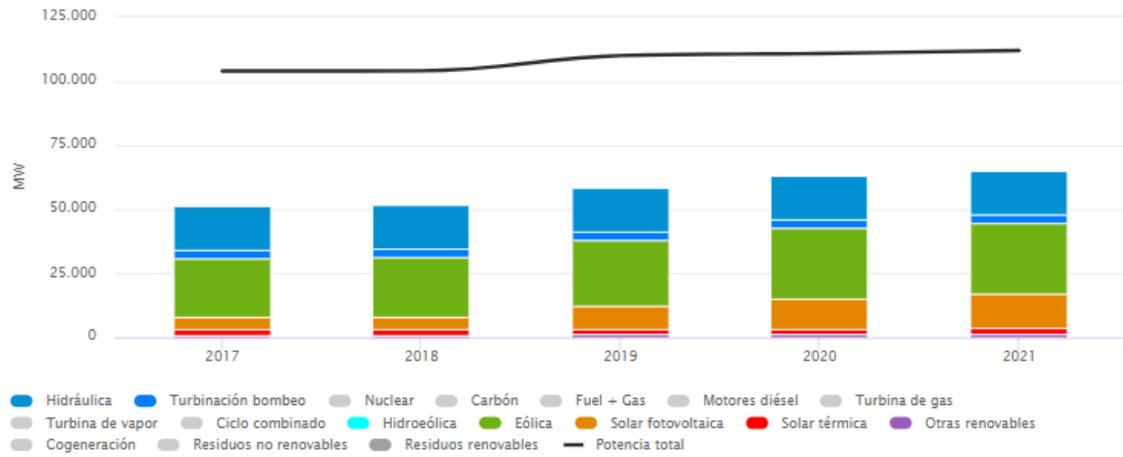


Figura 1: Evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico nacional [3]

De toda esta potencia renovable, una gran parte es conectada a la red de distribución, por lo que es considerada como GD. De esta forma, se puede concluir que en España la integración de GD también ha sido considerable y que debe ser tenida en cuenta dado los efectos que esta produce.

3. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO

El objetivo de este trabajo es analizar los modelos propuestos para la representación de la generación distribuida analizando el comportamiento que presenta y el impacto que esta produce en el sistema eléctrico.

Mediante el análisis de los efectos negativos de la GD en la red se pretende mostrar la relevancia de tener en cuenta la GD instalada, llegando de esta forma, al principal objetivo de este trabajo que consiste en demostrar la importancia de modelizar la GD en los estudios de red.

De la misma forma, como objetivos añadidos se encuentran el conocimiento de los modelos dinámicos existentes para la representación de GD y el análisis específico del funcionamiento del DER_A, que es el modelo más reciente.

Para el cumplimiento de todos estos objetivos el trabajo se ha diferenciado en dos bloques principales. El primer bloque consta del apartado teórico, donde se describen todos los aspectos relevantes que se emplearán después en el segundo bloque, el apartado práctico.

El apartado práctico se divide en diferentes simulaciones que pueden ser recogidas en dos grupos principales. Por un lado, se evaluará el impacto de considerar o no la generación distribuida presente en la red en la respuesta del sistema ante una perturbación, y, por otro, la influencia de la parametrización del modelo empleado para la caracterización de la generación distribuida.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

4.1. CLASIFICACIÓN DE LA GD

Después de haber definido el concepto de la GD previamente, en este primer apartado se pretende completar el concepto general de la GD mediante la explicación de las diferentes clasificaciones existentes para la misma.

La GD, principalmente, se puede clasificar de dos maneras diferentes. Por un lado, en base a las tecnologías empleadas y el nivel de potencia instalada y, por otro lado, en base a qué aplicación esté dirigida.

4.1.1. Tecnologías y nivel de potencia instalada

La definición de GD no determina la tecnología a emplear, dado que esta se puede dar mediante diferentes alternativas. Se plantean tres categorías que engloban todas las tecnologías posibles; las renovables, las modulares y la cogeneración de energía térmica y eléctrica. [1]

A la hora de aplicar la GD las tecnologías empleadas pueden ser tanto fuentes convencionales y combustibles fósiles como fuentes renovables. Dentro de los recursos no renovables, generalmente, se suele hacer uso de motores térmicos de gas o gasóleo, turbinas o micro-turbinas de gas y la cogeneración. En cuanto a los recursos renovables, cualquier tecnología es apta siempre y cuando esté lo suficientemente desarrollada para ser segura. Se suelen emplear la eólica, las energías solares fotovoltaica y térmica, la mini-hidráulica, biomasa y la geotermia.

La GD también implica que en numerosas ocasiones el consumidor de energía sea, también, productor, es decir, un prosumidor. Los prosumidores emplean el autoconsumo para poder suministrarse energía generada por ellos mismos, generalmente mediante fuentes renovables. Una de las principales ventajas de las renovables, aparte de ser inagotables y de recurso gratuito, es la modularidad que presentan. Son instalaciones fáciles de instalar, montar y mantener y, por ello, tienen un gran atractivo para implementar el autoconsumo. La tecnología a utilizar en estos casos depende de las diferentes características y condiciones de cada caso. Aun así, una de las tecnologías más explotadas es la energía fotovoltaica. [2]

Según Ackermann y colaboradores, la GD se puede clasificar en base a la potencia instalada de la siguiente manera:

Micro GD → 1W < 5KW

Pequeña GD → 5KW < 5MW

Mediana GD → 5MW < 50MW

Gran GD → 50MW < 300 MW

Cabe destacar que para obtener ciertos niveles de potencia existen ciertas tecnologías más apropiadas que otras, por ello, para cada aplicación se deben estudiar las condiciones y características a cumplir y los recursos distribuidos disponibles. Por ejemplo, para aplicaciones de micro o pequeña GD, se suelen emplear la solar fotovoltaica o motores stirling. Para GD de gran escala, en cambio, se suelen emplear ciclos combinados, turbinas de combustión o hidroeléctrica.

En la siguiente imagen se puede ver la clasificación en base a qué tecnología se emplea para diferentes potencias.

Table 1
Technologies for distributed generation^a

Technology	Typical available size per modul
Combined cycle gas T.	35–400 MW
Internal combustion engines	5 kW–10 MW
Combustion turbine	1–250 MW
Micro-Turbines	35 kW–1 MW
<i>Renewable</i>	
Small hydro	1–100 MW
Micro hydro	25 kW–1 MW
Wind turbine	200 Watt–3 MW
Photovoltaic arrays	20 Watt–100 kW
Solar thermal, central receiver	1–10 MW
Solar thermal, Lutz system	10–80 MW
Biomass, e.g. based on gasification	100 kW–20 MW
Fuel cells, phosacid	200 kW–2 MW
Fuel cells, molten carbonate	250 kW–2 MW
Fuel cells, proton exchange	1 kW–250 kW
Fuel cells, solid oxide	250 kW–5 MW
Geothermal	5–100 MW
Ocean energy	100 kW–1 MW
Stirling engine	2–10 kW
Battery storage	500 kW–5 MW

^a Source: Linden et al. [19], IEA [20], p. 64, Duffie et al. [21], pp. 638 and author.

Figura 2: Clasificación en base a la tecnología [1]

Otra clasificación a tener en cuenta es la realizada en base al nivel de tensión en el punto de conexión de la GD. Es importante diferenciar entre la GD instalada en la red de media tensión como puede ser la eólica o la instalada en redes de baja tensión como puede ser la fotovoltaica residencial o la eólica a pequeña escala enfocada a fines de autoconsumo.

La actuación y comportamiento de la GD varía dependiendo de las características de la red donde se conecta, por lo que, también es importante tener este aspecto en cuenta.

4.1.2. Aplicaciones de la GD

La GD se emplea principalmente en cinco aplicaciones, en estas aplicaciones mayoritariamente se utiliza como generación de energía eléctrica, aunque también puede actuar como fuente complementaria en aplicaciones de cogeneración. [4]

- Generación básica: En la mayoría de los casos, se emplea la energía generada mediante GD como parte del suministro eléctrico general.
- Generación en horas punta: En las horas punta de demanda, el precio de la energía es mayor y, mediante el empleo de la GD, al ser tecnologías de precio de generación más reducida, se puede conseguir reducir el coste en ese tramo horario.
- Generación de reserva: Al contrario de los tramos horarios de punta, la GD también se puede emplear para generación de reserva. De esta forma, la GD actuará como respaldo en interrupciones de suministro entregando energía necesaria a modo de reserva.
- Generación en zonas aisladas: En numerosas ocasiones, las zonas aisladas como pueden ser las rurales tienen dificultades para estar conectadas a la red. En estos casos, la GD suministra la energía de requerida sin conexión a red, es decir se realizan instalaciones aisladas de la red.
- Generación CHP: La GD también puede ser empleada en la cogeneración. Se emplea la GD como fuente de energía para la obtención de energía eléctrica y el calor producido se utiliza después para demandas térmicas específicas.

4.2. INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Hoy en día, el consumo de energía eléctrica es indispensable en la vida cotidiana, y, la demanda tiene una tendencia ascendente de acuerdo transcurren los años. Aunque la necesidad eléctrica sea mayor, existen numerosas dificultades para generarla mediante nuevas grandes centrales o para transportarla mediante largas líneas. Estas dificultades están determinadas tanto por razones socio-ambientales como por razones técnico-económicas.

La integración de nueva potencia de GD puede plantearse como una de las soluciones más adecuadas. La GD, como se ha mencionado anteriormente, ofrece suministro eléctrico a pequeña escala y cerca de los puntos de consumo, por lo que hace que su implementación esté sujeta a menores restricciones técnicas y sociales. Junto a esto, esta generación aporta seguridad de suministro y reduce las pérdidas creadas en el transporte. [2]

Asimismo, la GD también puede producir energía de forma más barata. Si se emplean tecnologías maduras y desarrolladas como pueden ser las renovables, que han conseguido reducir sus costes notoriamente estos últimos años, el coste de la energía a los

consumidores será menor. De la misma forma, el uso de tecnologías renovables reduce las emisiones nocivas y aporta cierto grado de autonomía energética. [2]

Otra característica interesante que ofrece la GD es su flexibilidad. Al ser pequeñas instalaciones, su construcción se puede realizar de forma relativamente sencilla y ofrecen un funcionamiento mucho más dinámico que las grandes centrales. Al ser generadores dinámicos, permiten adaptarse de forma más precisa a las curvas de demanda operando de forma más rápida que las grandes centrales. [2]

4.3. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA GD EN LA RED

La instalación de generación distribuida a bajo nivel no tiene un gran efecto en el sistema eléctrico, pero, en caso de niveles de penetración elevados puede tener un efecto significativo creando problemas de estabilidad y fiabilidad que se deben analizar. Por ello, la gran conexión de generación distribuida de los últimos años plantea evaluar el impacto que este tipo de generación ejerce sobre el funcionamiento de la red.

La GD presenta problemas relevantes a la hora de conectarse a la red, y desde el aspecto técnico, provoca la aparición de diferencias significativas a la hora de realizar el diseño y gestión de las redes de distribución y transmisión.

Respecto a las redes de distribución, se debe tener en cuenta que estas han sido diseñadas de forma diferente a las de transporte. Las redes de distribución, generalmente, no están diseñadas para la conexión de sistemas de generación siendo redes pasivas en las que el flujo de potencia es unidireccional desde la red de transporte. En cambio, la conexión de GD puede provocar cambios en el flujo de potencia. La presencia masiva de generación distribuida modifica los flujos de potencia pudiendo dar lugar a la inversión de estos últimos, y, de esta forma dando lugar a flujos bidireccionales, y creando la necesidad de modificaciones. [5] Junto a esto, otro de los efectos es el cambio de la corriente de falta, derivando, también, a tener que realizar modificaciones en los sistemas de medida y protección. [1]

La GD, en su gran mayoría, está impulsada por fuentes renovables y estas, presentan una gran dependencia climatológica. Esta dependencia se transforma en una variabilidad de producción y en producción difícil de predecir que afecta a la regulación de frecuencia-potencia. [2] Junto a esto, la variabilidad de producción también genera que la curva de producción no tenga por qué coincidir con la curva de demanda, dificultando el ajuste adecuado para cubrir la demanda. Estos aspectos hacen que la GD sea difícil de gestionar y planificar para el operador del sistema, ya que este debe prever las fluctuaciones de producción para cubrir la demanda.

El factor de mayor importancia en el efecto de la GD no es la tecnología empleada, sino las máquinas utilizadas para realizar su conexión (síncrona, asíncrona o convertidor de potencia).

A diferencia de las grandes centrales de generación que funcionan mediante generadores síncronos, la GD de media y pequeña potencia suele trabajar con generadores asíncronos. Estos generadores, presentan diferentes características de operación. Por otro lado, en muchos casos, es necesario el uso de diferentes sistemas como pueden ser los equipos de electrónica de potencia para implementación de GD. En cuanto a la GD de pequeña escala,

esta generalmente debe ser conectada a la red mediante inversores debido a que generan en corriente continua. [1]

Existen diferentes maneras de realizar la conexión a red y esto hace que el análisis del impacto de la integración de la GD sea muy complejo.

A continuación, se analizan los principales impactos producidos por la GD.

4.3.1. Variaciones de frecuencia

El rápido crecimiento de la implementación de fuentes renovables supone una reducción de inercia, lo que conlleva mayores variaciones de frecuencia en momentos de desequilibrio entre generación y demanda debido a que los módulos generadores empleados en la GD no proporcionan inercia ni contribución al Servicio de Reservas de Contención de la Frecuencia. Este efecto también deriva a que el resto de los generadores deba reaccionar rápidamente frente a mayores variaciones de frecuencia.

Como se ha mencionado previamente, la GD se conecta generalmente a las redes de distribución y estas están distribuidas radialmente, es decir, son redes pasivas. La técnica más común para hacer frente a las faltas en este tipo de redes es la de desconectar la fuente de generación antes de volver a energizar los feeders. De esta forma cuando las variaciones de frecuencia exceden los límites establecidos, la actuación más simple y barata es desconectar las unidades de GD.

En un principio, cuando empezó la implementación de GD, en Europa los requerimientos de conexión y desconexión no estaban adecuadamente desarrollados. Como resultado, se instalaron grandes cantidades de GD con ajustes de desconexión de frecuencia entre 49.5 Hz y 50.5 Hz, mientras que para la generación convencional se establecía entre 47.5 Hz y 51.5 Hz. [6]

Con la instalación de nueva GD se dificulta el cumplimiento de uno de los principios básicos de diseño del sistema de Europa Continental (EC). El sistema debe reaccionar sin efectuar el deslastre de carga, en caso de pérdida de generación o carga, siendo el valor de referencia de dicha máxima desviación de potencia instantánea de 3000 MW. Aun así, la integración de nueva GD en el sistema puede conllevar a efectuar la desconexión intempestiva de generación aun asumiendo el caso de referencia. [6]

Las variaciones de frecuencia dadas en el sistema activan el uso de FCR (Servicio de Reservas de Contención de la Frecuencia) el cual se dimensiona para desequilibrios de potencia de hasta 3000MW, que constituye el incidente de referencia. Según el estudio del ENTSOE [6], el riesgo de necesitar más de 3000 MW de FCR ha aumentado considerablemente en los últimos años. En 2002, la probabilidad era de 1 evento en 32.5 años, pero, en 2011 la probabilidad creció hasta 1 evento en 20.9 años. La insuficiencia de FCR no tiene por qué conllevar a un deslastre de carga, pero, quedarse sin reservas puede originar que una gran cantidad de GD se desconecte de forma descoordinada generando la caída de frecuencia hasta el nivel de deslastre de carga. [6]

La actuación de desconectar la GD es incompatible con el equilibrio de un sistema con una gran penetración de energías renovables y, por lo tanto, existe el riesgo de una desconexión prematura de GD que conlleva la pérdida de miles de MW que es imposible de contrarrestar. [6]

En la mayoría de los países, los límites establecidos para la desconexión de la GD son, 50.2 Hz como límite superior y 49.8, 49.7 y 49.5 Hz como límite inferior, por lo que se distinguen dos situaciones de riesgo, la variación de baja frecuencia y la variación de sobre-frecuencia. [6]

En el informe "Dispersed Generation Impact On Continental Europe Region Security" de ENTSOE, [6], se analizan los dos casos de variaciones de frecuencia mencionados. Para evitar la desconexión de carga el informe presenta las siguientes conclusiones. Por un lado, que todos los países de EC garanticen que la nueva GD instalada cumpla con los requerimientos de desconexión de frecuencia establecidos. Y, por otro lado, que en toda la zona síncrona de EC la máxima desconexión de generación tolerable en 50.2Hz no debería superar los 4500MW y que la máxima GD con desconexión entre 49.2Hz y 50Hz no debería superar los 2350MW.

4.3.2. Variaciones de tensión

Como se ha mencionado previamente, la conexión de GD en las redes de distribución genera cambios en la dirección y valor de los flujos de potencia y esto repercute en cambios en el perfil de tensión. El efecto generado por la GD en la regulación de tensión varía dependiendo de las características y localización de la planta generadora instalada. [2]

La conexión de un generador tiene una gran influencia en el control de tensión. Esta influencia está determinada por la inyección de potencia activa y reactiva en el punto de conexión y, a su vez, esta inyección está condicionada por el parámetro $k=R/X$, que es la relación entre la resistencia y reactancia del circuito. [7]

Mediante la siguiente ecuación se representa la variación de tensión producida por la GD en su punto de conexión. La cual se obtiene en base a la inyección de potencia activa y reactiva del generador y del parámetro k , que corresponde al circuito específico de instalación.

$$V^2 = 0.5 + Q - kP \pm \sqrt{0.25 + Q - kP - (P - kQ)^2}$$

En caso de niveles de alta tensión la relación de k tiene un valor casi nulo, pero, en caso de niveles de media-baja tensión su efecto es relevante. Es decir, la potencia activa inyectada por la GD en las redes de distribución crea aumentos de tensión en sus puntos de conexión. [7]

En niveles de MT, dado que el valor de k aumenta sobre los niveles de AT, la inyección de la potencia activa tiene mayor efecto sobre las variaciones de tensión. Esto se debe a que, en estas líneas, el valor de k es mayor a la unidad. Estas variaciones de tensión aumentan proporcionalmente con la inyección de potencia, la longitud de las líneas y la demanda. [7]

En niveles de BT, al igual que en MT, el efecto en las variaciones de tensión en las líneas es principalmente causado por la inyección de potencia activa. Aun así, en BT también se debe tener en cuenta la modificación del flujo de potencia por el transformador del centro de transformación de media a baja tensión (CT). Las variaciones de tensión, de forma parecida a niveles de MT, aumentan con el nivel de penetración de GD, la longitud de línea y la localización de unidades generadoras. [7]

El aumento de tensión en el punto de conexión, debido a que las redes donde se conecta la GD son de flujos unidireccionales, puede conllevar efectos muy negativos. Con intención de corregir este efecto y restaurar los niveles de tensión a su estado inicial de diseño en ausencia de GD, se debe compensar ese aumento de tensión mediante la absorción de potencia reactiva para intentar mantener el nivel de tensión adecuado. El nivel de potencia reactiva absorbida dependerá del valor del parámetro k , cuanto mayor sea el valor, mayor será la necesidad de absorber potencia reactiva. [7]

Aun así, este efecto no puede ser compensado adecuadamente debido al carácter pasivo de las redes de distribución, por lo que es necesario incentivar inversiones para desarrollar una gestión más activa.

4.3.3. Impacto en la potencia de cortocircuito

Otro efecto a tener en cuenta es la variación dada en el nivel de potencia de cortocircuito de la red. La potencia de cortocircuito determina el máximo valor de potencia que la red suministra en situación de falta e indica la robustez, interconexión y capacidad de transporte de la red. [2]

Esta magnitud depende de la corriente de cortocircuito dada durante la falta, y la instalación de GD influye directamente sobre la magnitud de esta corriente. Al conectar GD, las corrientes de falta generadas son mayores que al no tener GD. Al no haber mucha GD instalada, este efecto no genera mayores problemas, pero si existe un gran nivel de penetración de GD, este aumento de corriente es capaz de alterar el nivel de cortocircuito y, con esto, alterar la coordinación de los dispositivos de medida y protección. El efecto generado por la GD depende de numerosas características como pueden ser la tecnología empleada, la potencia GD instalada y la localización de la falta y el tipo de esta. [8]

De la misma forma, la GD basada en inversores tiene un comportamiento ante falta muy diferente a la generación convencional, por lo que, esta diferencia de actuación debe ser tenida en cuenta a la hora de operar con este tipo de tecnologías.

4.3.4. Impacto de los modos de operación de la GD basada en inversores

Hasta hace poco, dado que la penetración de la GD en el sistema de potencia no era muy alta, no se ha tenido en cuenta el impacto que suponen en la estabilidad del sistema los diferentes modos de operación de los GBI, (Generadores Basados en Inversores). Aun así, con los altos niveles de integración de GD es otro impacto a tener en cuenta.

Dentro del sistema de potencia, los modos de operación de los GBI se pueden diferenciar en cuatro diferentes modos, quedando definidos cada uno de ellos por el nivel de tensión existente. Estos estados corresponden al modo de operación continua, modo de operación obligatoria, modo de cese momentáneo y el modo de disparo, los cuales se muestran en la siguiente *figura 2*, representados en sus rangos de operación. [9]

El modo de operación continua corresponde a rangos de tensión normales (0.88-1.1 pu) donde el GBI se encuentra inyectando potencia activa. En el modo de operación obligatoria, en cambio, las condiciones de tensión no son las normales (0.5-0.88 pu) aunque el GBI

sigue intercambiando potencia activa con el sistema. En tercer lugar, se encuentra el modo de cese momentáneo (CM) que corresponde al modo de operación entre los ratios de tensión de 0-0.5 pu y 1.1-1.2 pu. En este estado de operación, aunque el GBI se mantenga conectado al sistema de potencia, no se realiza ninguna inyección de potencia activa ni intercambio de potencia reactiva. Por último, el modo de disparo se da al superar los rangos de tensión o tiempo definidos en la *figura 2*.

Entre estos, le corresponde el mayor impacto en la estabilidad del sistema de potencia al modo de cese momentáneo (CM).

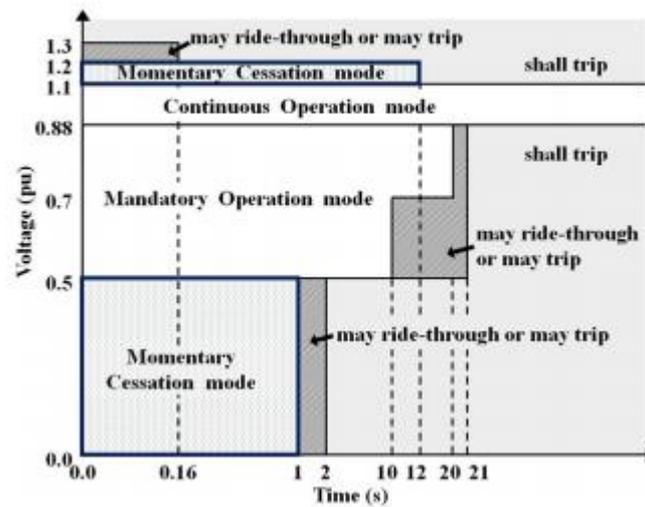


Figura 3: Diagrama de los modos de operación [9]

En un principio, el modo CM se diseñó para proteger el sistema de distribución dado que limitaba la contribución del GBI a la corriente de falta. Con una baja penetración de GBIs este modo de operación no producía problemas de estabilidad, pero con la creciente penetración y con sucesos producidos por el CM, se considera necesario el análisis de los impactos que este modo de operación genera en la estabilidad del sistema. [9]

Dentro de los rangos del CM, aun estando conectado al sistema de potencia, el inversor no realiza ni inyección de corriente activa ni intercambio de potencia reactiva, creando un cese de generación temporal. Este modo de operación depende de diferentes parámetros, pero el parámetro que mayor diferencia marca en su comportamiento es el ratio de la rampa de recuperación, véase figura 3. Este parámetro define la velocidad que tendrá el inversor para recuperar la corriente activa, suponiendo que solo se realiza inyección de potencia activa. [9]

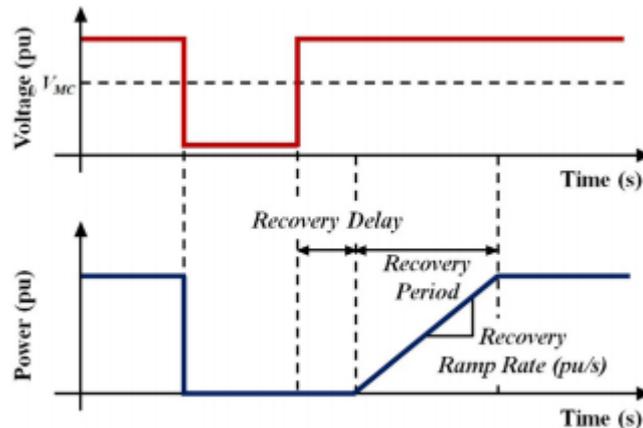


Figura 4: Característica de la salida de potencia en CM [9]

Dependiendo del valor del ratio de rampa de recuperación, la estabilidad transitoria del sistema se verá afectada de una u otra forma. Si se da una recuperación lenta del GBI después de un cese momentáneo la estabilidad transitoria del sistema de potencia se verá afectada. Por lo tanto, para garantizar el funcionamiento seguro del sistema eléctrico, es importante evaluar el ratio mínimo de rampa de recuperación después del modo CM. [9]

Como ejemplo del efecto del CM se pueden encontrar el siguiente. En agosto de 2016 en California hubo un gran incendio "Blue Cut Fire" que causó varias perturbaciones en la red. Una de estas perturbaciones, provocó una falta línea-línea que derivó a un disparo masivo y reducción de potencia en los sistemas fotovoltaicos. Esta reducción de potencia fue en cierta parte debido a la entrada en operación de los inversores en CM. [10]

4.3.5. Evaluación del impacto de la GD

Teniendo en cuenta los impactos creados por la integración de la GD en la red, es necesaria una evaluación técnica de esta misma. Para realizar la evaluación, son necesarios estudios estacionarios y dinámicos de conexión a red con diferente generación, carga y escenarios de GD y de red en los que ha de modelizarse también la GD.

Los principales aspectos a analizar son los siguientes:

- Operación en estado estacionario (voltajes de bus, reservas de activa y reactiva)
- Seguridad estática (análisis de contingencias)
- Protección de red
- Seguridad dinámica (tensión, frecuencia y estabilidad de fase)

4.3.5.1 Estudios en régimen estacionario

Los estudios realizados en el estado estacionario tienen los siguientes objetivos:

-Cálculo de los flujos de potencia para determinar los flujos de potencia activa y reactiva del sistema para estudios de planificación de expansión de red, estudios de estabilidad de tensión y coordinación de los controles de voltaje.

-Cálculos de cortocircuitos para determinar el nivel de potencia de cortocircuito para el diseño de equipos y análisis de la propagación de caídas de tensión.

Al modelar GD en estos estudios se consideraría la inyección de la potencia activa en el sistema de distribución y la potencia reactiva que puede ser cedida o requerida por la GD. [11]

4.2.5.1.1 Representación de la GD para el régimen estacionario

Es necesario el uso de modelos apropiados de GD para los diferentes análisis de estado estacionario.

Para flujos de potencia en estado estacionario, se requieren modelos estándar de generador o incluso fuentes de tensión o corriente con unos lazos de control de voltaje apropiados para el análisis estacionario bajo condiciones normales de tensión y frecuencia.

En el caso de los estudios de cortocircuitos estacionarios, se requieren modelos de GD que representen adecuadamente la contribución de corto circuito de la unidad de generación. La GD basada en inversores son fuentes limitadas de corriente y potencia. Por ello, se necesita un equivalente Norton de corriente limitada con lazos de control que modelen adecuadamente la respuesta bajo condiciones no comunes de voltaje. La contribución de cortocircuito de la GD depende del funcionamiento especificado por los requerimientos de interconexión. Los algoritmos tradicionales de cortocircuito estacionario no son válidos para la GD basada en inversores, por lo que, son necesarios nuevos algoritmos que calculen las contribuciones de cortocircuito de corriente limitada de la GD basada en inversores de forma iterativa. [11]

4.3.5.2 Estudios en régimen dinámico

Los estudios dinámicos, se realizan con los siguientes fines:

-Análisis de la capacidad de soportar perturbaciones para determinar la estabilidad de frecuencia y tensión del sistema de potencia después de faltas en la red de transporte despejadas teniendo en cuenta la cantidad de GD que haya podido ser desconectada durante la perturbación debido a la protección de sub-tensión, sobretensión, baja frecuencia o sobre frecuencia.

-Análisis de estabilidad transitoria para determinar esta última durante y después del despeje de faltas en la red de transporte, considerando el rápido apoyo de reactiva de la GD que puede mejorar la respuesta transitoria del sistema entero.

Para modelar GD en estudios dinámicos de red se necesita un claro conocimiento del comportamiento de la GD ante los requerimientos de interconexión, del comportamiento de la propia tecnología empleada y del sistema de control. [11]

4.2.5.2.1 Representación de la GD para el régimen dinámico

En el caso del régimen dinámico, la clave para obtener resultados correctos en las simulaciones dinámicas es emplear un modelo numérico apropiado. De la misma forma, es muy importante determinar qué modelo se va a emplear incluida la selección del componente individual del modelo (como las protecciones, controles y capacidades de soporte a red) en base al tipo de fenómeno a analizar. [12]

Aun así, seleccionar un modelo adecuado no es fácil y, especialmente, para la generación basada en inversores. Existen diferentes opciones en cuanto a modelos respecta que se mostrarán en los siguientes apartados.

El modelado de los recursos energéticos distribuidos en estudios dinámicos requiere cierto nivel de simplificación para limitar el número de parámetros y facilitar la realización de las simulaciones. Esta reducción del modelo se puede conseguir mediante la agregación de modelos, agrupando modelos de funcionamiento similar, empleando modelos equivalentes o mediante una combinación de ambas opciones. [11]

4.3.5.3 Aspectos generales a considerar en el desarrollo de modelos GD

Dado el impacto que tiene la GD en la estabilidad del sistema de potencia, para garantizar un desarrollo adecuado del modelo tanto para estudios estacionarios como dinámicos, es recomendable tener en cuenta la siguiente información:

- La tecnología GD empleada (fotovoltaica, energía eólica, cogeneración...).
- Ratio de potencia instalada (MVA).
- Características relevantes de la producción energética (seguimiento activo, características de almacenamiento de energía...).
- Tensión en el punto de conexión (PCC) de la GD.
- Factor de potencia de operación o funcionalidad del control de potencia activa y reactiva.
- Localización de la GD.

-Los valores de impedancias equivalentes por defecto para diferentes tipos de redes de distribución para seleccionar parámetros adecuados en el modelo.

-Los requerimientos relevantes de interconexión en base a los estándares de la ubicación.

Teniendo todas estas características en cuenta, el principal objetivo es definir un modelo con un equilibrio apropiado entre la precisión y simplicidad deseada. [11]

4.4. MODELIZACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ESTUDIOS DINÁMICOS

Para poder evaluar el impacto de la GD mediante los estudios dinámicos mencionados en el apartado anterior, es necesario utilizar los modelos que representen el comportamiento real de las unidades de generación.

Para poder representar los comportamientos de la GD existen diferentes opciones. En pequeños niveles de penetración de GD en la red, dado que su impacto es reducido, se suele emplear el método de carga neta. Con el método de la carga neta se resta el valor de la potencia del GD al valor total de la carga instalada en el mismo bus, restando de esta forma la aportación que daría la GD al valor de carga total.

Por otro lado, cuando la penetración de la GD es alta, es necesario emplear modelos para su representación. De esta forma, se modela la generación individualmente a las cargas, viendo así, de una forma detallada el impacto de la GD y el comportamiento de la misma ante diferentes situaciones.

Este apartado está enfocado a los generadores basados en inversores y en estudios dinámicos, dado que serán el tipo de unidades de GD y tipo de estudios que se analizarán más adelante.

4.4.1. Aspectos a considerar

Al igual que es importante modelar detalladamente el sistema de potencia dado su nivel de complejidad e interconexión, los generadores también deben ser modelados teniendo en cuenta varios aspectos. La modelización es indispensable para garantizar la fiabilidad de la red de potencia en la planificación de operaciones y perturbaciones. Todos los componentes del sistema deben ser representados mediante modelos, ya sea directamente o de forma agregada, y de manera detallada para habilitar unas simulaciones del comportamiento del sistema fiables.

A la hora de representar el modelo de generador renovable, las características de este van a depender del tipo de estudio, del tamaño y de la localización del mismo.

En el caso del tipo de estudio a realizar, el enfoque modular a la hora de representar la GD puede garantizar una representación precisa de los recursos. Existen diferentes modelos dinámicos para las variadas tecnologías de GD, que se analizarán algunos de ellos en los apartados siguientes, pero, para estudios de planificación y operación en casos de gran penetración de GD en la red, la experiencia de modelización es limitada y se requiere de investigación y aprendizaje.

Por otro lado, con el fin de poder modelar también el impacto y comportamiento de la GD, es indispensable tener en cuenta las características de los generadores. Las características de los generadores basados en inversores son empleadas para determinar las funciones necesarias que deben tener los modelos de los GBI. Los aspectos a tener en cuenta en los modelos son los siguientes tres; el control, la protección y la capacidad de soporte a red.

El de control denota el control interno del inversor el cual es realizado a nivel local. En la protección se denotan los relés de protección para el inversor y de red para el inversor junto con los controles para la protección de dispositivos internos como funciones de esta categoría. Y, por último, en la capacidad de soporte a red, se denotan los controles que tienen la habilidad de mejorar la estabilidad de la red. [12]

La caracterización del control es muy importante para poder recrear el comportamiento de los generadores. Los inversores de la unidad de generación se representan a forma de fuentes de corriente y como control implementan una estructura de doble lazo que desacopla la potencia activa y la reactiva del control de corriente. [11] En los modelos dinámicos debe ser reflejado el control mediante una coordinación entre el control del modelo a nivel de planta y el control eléctrico del modelo del inversor. Un aspecto interesante a tener en cuenta dentro del control es el cese de generación momentáneo, analizado en el apartado 4.2.4. Por diferentes causas, puede darse un cese en la generación eléctrica y el modelo debe considerar la actuación del generador en ese modo de operación para poder obtener resultados precisos. [13]

En segundo lugar, también es muy importante la consideración de las funciones de protección del modelo. Mediante estas funciones se definirán los ajustes de las protecciones de los generadores establecidos ante diferentes situaciones. [12]

Dos de las principales protecciones son las correspondientes a LVRT y HVRT. Las características LVRT y HVRT especifican una zona donde los GBIs deben mantenerse conectados a la red durante ciertas perturbaciones dependiendo de su duración y nivel de hueco de tensión. Por lo tanto, estas características son representada a modo de protección frente a caídas de tensión y picos de tensión con diferentes ajustes de tiempo y umbrales. [12]

De la misma forma, también se tienen en cuenta las funciones de protección como la limitación de corriente, la protección de sobre/sub tensión y la protección de frecuencia. [12]

En tercer lugar, se encuentra el aspecto del soporte a red que ejerce la unidad de generación. Dentro de este aspecto se incluyen los controles de frecuencia y tensión frente a variaciones de estas mismas y la inmunidad frente a ROCOF que presenta el generador. [12]

Por último, la información y características de las unidades de GD instaladas es necesaria para su modelizado. Entre los datos importantes se incluye, como se ha mencionado previamente, su localización, tamaño, configuración y características de interconexión y de respuesta ante perturbaciones. A modo de mejorar la fiabilidad de resultados, conviene tener en cuenta los perfiles de generación de la GD en vez de asumir los peores escenarios.

4.4.2. Tipos de modelos

Como se ha mencionado previamente, es muy importante realizar los estudios necesarios para determinar y poder conocer con exactitud el comportamiento de los GBI y el impacto que estos generan en la red.

Para realizar estos estudios, es necesario utilizar modelos y la selección del tipo de modelo a emplear es crucial. Todos los modelos tienen sus limitaciones por lo que la elección del modelo se realiza en base a los objetivos de estudio.

Existen diferentes tipos de modelos utilizados para todo tipo de componentes del sistema eléctrico en estudios dinámicos. Por un lado, están los modelos detallados de GBI que también son conocidos como los modelos individuales. Por otro lado, están los modelos simplificados, que son los que representan el conjunto de GBI, que también son conocidos como los modelos agregados. Aun así, todos los modelos tienen sus propias limitaciones por lo que la elección del modelo se realiza en base a los objetivos de estudio y el régimen empleado.

4.4.2.1 Modelos individuales

Los modelos de IGB individuales se definen como; un modelo para cada generador/inversor o un modelo para un conjunto de generadores/inversores de la misma planta energética. Generalmente, se suelen emplear este tipo de modelos en estudios dinámicos en el sistema de potencia local. [14]

Se diferencian dos tipos de modelos individuales, los empleados en grandes plantas de GBI y los empleados en sistemas distribuidos de pequeña escala de GBI.

Los modelos individuales de grandes plantas energéticas que consisten de un grupo de generadores/inversores no suelen ser modelados individualmente incluso para estudios dinámicos de la red local. Por lo tanto, la planta GBI se representa mediante el equivalente del sistema colector, el equivalente del transformador elevador y el equivalente del equipo generación/inversión. [14]

Si el sistema no es muy grande, los modelos individuales de sistemas distribuidos de pequeña escala pueden representar individualmente cada generador/inversor, línea, carga etc. individualmente para los estudios dinámicos del sistema de energía local. [14]

4.4.2.2 Modelos agregados

Los modelos agregados representan el comportamiento dinámico del sistema de una forma conjunta. Estos modelos se suelen emplear en grandes sistemas de energía.

Los sistemas distribuidos de pequeña escala pueden ser representados como modelos agregados para estudios dinámicos en sistemas de potencia extensos. Por lo tanto, el

sistema de distribución es modelado con la impedancia equivalente, la carga equivalente y el generador/inversor equivalente. El fin es reflejar el impacto de GBI distribuido de pequeña escala acumulado en el nivel de transporte en el comportamiento del sistema. [14]

4.4.2.3 Aplicaciones usuales para cada tipo de modelo

Generalmente, el uso de modelos individuales está ligeramente por encima que el de los agregados.

Los modelos agregados para GBI se suelen emplear más para análisis de estudios dinámicos en sistemas de potencia extensos, como pueden ser de estabilidad de frecuencia, la capacidad de soportar huecos de tensión y sobreintensidad (low and high-voltage ride-through), estabilidad transitoria en faltas equilibradas y desequilibradas y estabilidad de ángulo en pequeñas perturbaciones. [14]

Por otro lado, los modelos individuales se suelen emplear para el análisis de sistemas de potencia locales como pueden ser estudios de coordinación de protecciones, estabilidad de tensión de corto y largo plazo y de interacciones con el sistema de control en baja y alta frecuencia. [14]

4.4.3. Modelos disponibles

La creciente integración de GD en el sistema eléctrico, ha introducido la necesidad de crear modelos que se puedan emplear en plataformas de simulación de los sistemas de potencia para analizar el impacto de esta generación, realizar los estudios de conexión, etc. Al mismo tiempo, la necesidad de desarrollar modelos genéricos era muy presente, dado que estos son libres de la propiedad de los promotores y permiten a cualquier usuario la representación de los diferentes tipos de generación.

Atendiendo a estas necesidades, varias organizaciones han propuesto diferentes modelos genéricos. Entre estas organizaciones, se encuentran el grupo de trabajo CIGRE (WG), Western Electricity Coordinating Council (WECC), Renewable Energy Modeling Task Force (REMTF) y la (IEC) International Electrotechnical Commission.

El término de modelo genérico se refiere a que son modelos estándares, públicos y no específicos a ningún proveedor, por lo que, pueden ser parametrizados para emular el comportamiento dinámico de una gran variedad de equipos. [15]

Actualmente, los modelos genéricos empleados son; la segunda generación de modelos del WECC, el PVD1 y el reciente DER-A, que también derivan del WECC.

La segunda generación del WECC son un conjunto de modelos derivados de una primera versión de los mismos. En la primera versión los modelos solo representaban generación eólica y presentaban ciertos errores. Los modelos de la segunda generación del WECC han sido desarrollados para representar tecnologías renovables y con una perspectiva modular estando disponibles en la mayoría de los softwares para estudios en sistemas de potencia.

Mediante los módulos genéricos y su derivación se pueden configurar los siguientes modelos, que serán los analizados en los siguientes apartados:

- Modelos para grandes plantas de generación eólica y fotovoltaica y equipos de almacenamiento de energía.
 - Tipo 1 y 2 WTG
 - Tipo 3 y 4 WTG
- Modelos para potencias de pequeña escala de GD o equipos de almacenamiento de energía.
 - PVD1
 - DER_A

4.4.3.1 Modelos para grandes plantas

4.4.3.1.1 Modelos de módulos genéricos de la segunda generación del WECC

Como se ha mencionado previamente, los modelos genéricos son accesibles, aptos para simulaciones de recursos renovables y válidos para los estudios realizados en los sistemas eléctricos. Estos modelos genéricos se forman mediante la combinación de diferentes modelos de módulos y mediante la diferente configuración de estos últimos se pueden constituir modelos para diversas tecnologías de generación.

Los módulos mostrados a continuación pertenecen a la segunda generación del WECC y permiten representar de forma general las plantas de generación renovable.

Los modelos de generadores renovables están compuestos por diferentes partes. De esta forma, son necesarios modelos que representen el generador eléctrico, el control del generador/inversor, el control de planta y el control aerodinámico.

En la siguiente figura se muestran los modelos de módulos pertenecientes a la segunda generación del WECC, los que se describirán en detalle posteriormente y el tipo de planta GD que permiten modelar.

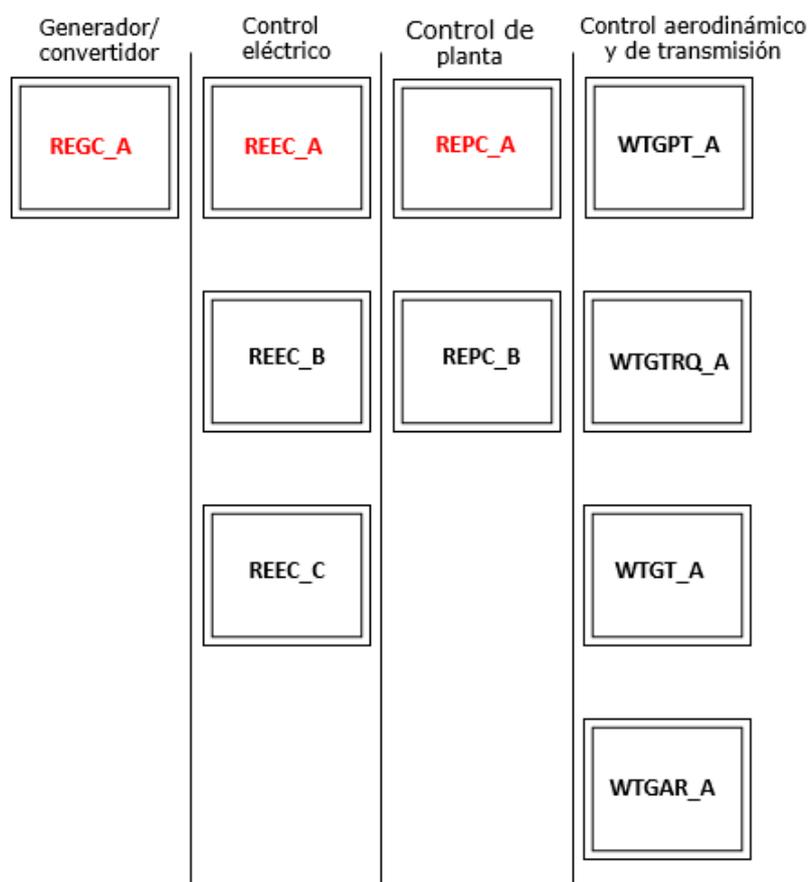


Figura 5: Modelos modulares genéricos de la segunda generación del WECC

Como se puede observar, en total existen 10 modelos genéricos, pero, entre los módulos empleados principalmente para la composición de modelos genéricos son los módulos `repc_a`, `reec_a` y `regc_a` (indicados en rojo en la anterior figura).

Cada módulo tiene su función y mediante su combinación, se consiguen diferentes modelos los cuales se pueden emplear tanto en generación eólica y solar como para almacenamiento de energía.

En la siguiente tabla se muestran ejemplos de diferentes configuraciones de los módulos descritos para modelizar generadores eólicos de tipo 3 y tipo 4.

Tabla 1: Constitución de cada modelo en base a los módulos disponibles

Modelo	<code>regc_a</code>	<code>reec_a</code>	<code>wtgt_a</code>	<code>wtgar_a</code>	<code>wtgpt_a</code>	<code>wtgtrq_a</code>	<code>repc_a</code>
Tipo 3WTG	X	X	X	X	X	X	X
Tipo 4WTG A	X	X	X				X
Tipo 4WTG B	X	X					X

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

Por ejemplo, para la modelización de plantas fotovoltaicas, se suele emplear el mismo módulo que el en el modelo eólico tipo 4 (4 WTG).

De esta forma, mediante diferentes composiciones se obtienen los modelos requeridos. En las siguientes figuras se muestran las estructuras de los modelos de una planta de generación renovable mediante la utilización de los módulos genéricos del WECC [13] [15].

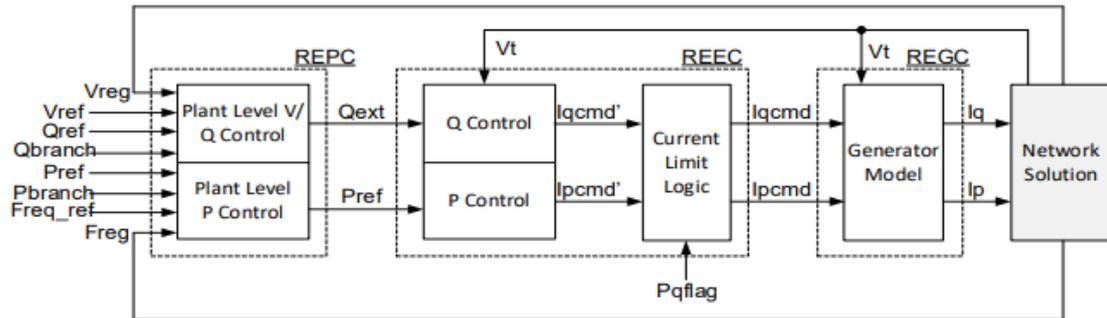


Figura 6: Modelo genérico solar [13]

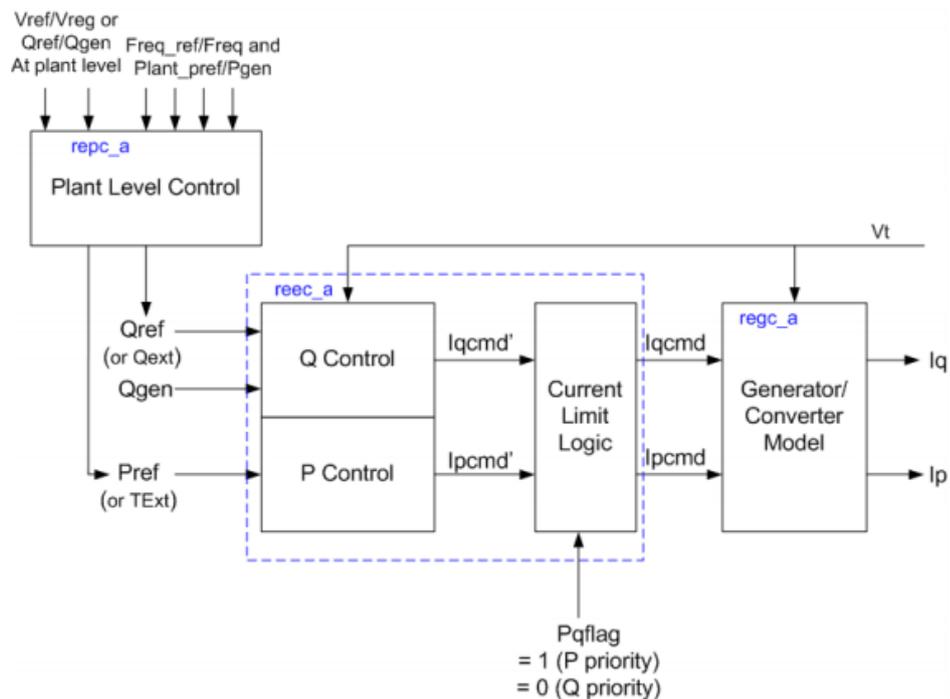


Figura 7: Modelo genérico eólico [15]

4.4.3.1.2 Módulo REGC_A

Este módulo se emplea para representar el generador/convertidor de energía renovable.

Representa el generador como fuente de corriente e incorpora un sistema limitante mediante bandas muertas de corriente activa y reactiva para mantener los valores dentro de los rangos establecidos en respuesta a comandos de corriente real y reactiva. [16]

En el bloque de corriente reactiva, como se puede ver en la siguiente imagen, se encuentra un sistema de recuperación post-falta. Para su representación se implementa un límite de rampa que representa el comportamiento de recuperación después de una falta. Este sistema se efectúa de la siguiente manera:

-Si el modelo se inicializa con una potencia reactiva mayor de cero, es decir, está inyectando potencia reactiva a red, en el despeje de la falta la recuperación de corriente reactiva está limitada por I_{qrmax} . De esta forma, el límite mínimo I_{qrmin} no es efectivo y la corriente reactiva se reduce tan rápido como se desee. [15]

-Si el modelo se inicializa con una potencia reactiva menor de cero, es decir, está consumiendo potencia reactiva de red, en el despeje de la falta la recuperación de corriente reactiva hasta su valor inicial está limitada por I_{qrmin} . De la misma forma que en el caso anterior, el límite máximo I_{qrmax} no es efectivo y la corriente puede aumentar tan rápido como desee. [16]

En lo que respecta al bloque de corriente activa, este incluye otro límite de LVPL y $rrpwr$. El parámetro LVPL corresponde al filtro de tensión existente y el $rrpwr$ al ratio de rampa de recuperación. Mediante estos parámetros, se configura el comportamiento de recuperación del generador después de perturbaciones o ceses momentáneos, limitando, de forma que el usuario requiera, la recuperación de inyección de corriente activa.

Para la inyección de corriente activa y reactiva se emplea la constante de tiempo T_g y, de la misma forma, en el filtro de tensión la constante de tiempo T_{fltr} .

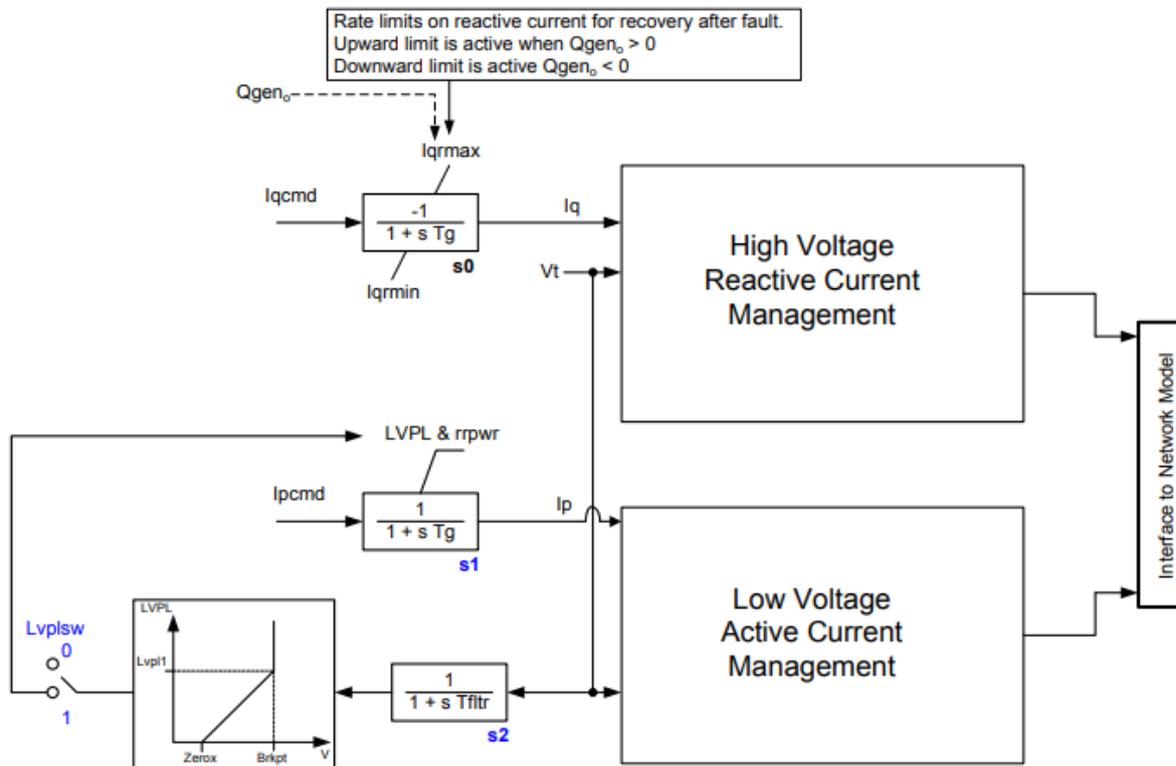


Figura 8: Módulo REGC_A [15]

4.4.3.1.3 Módulo REEC_A

Este segundo módulo, representa el control eléctrico del generador renovable.

Este modelo se estructura en dos lazos que permiten realizar control de potencia activa y reactiva y proporcionan las referencias de corriente al modelo de generador.

El comando de corriente activa es derivada desde la referencia de potencia activa y de la tensión del terminal del inversor determinada en la solución de red. En cuanto al comando de corriente reactiva, esta se suministra desde el subsistema de control de energía reactiva. [16]

Este módulo cuenta con tres modos de control de potencia reactiva:

- Basado en factor de potencia constante.
- Basado en el control de potencia reactiva.
- Basado en el control de tensión potencia-reactiva.

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

por el usuario. También existe un tercer lazo cerrado de regulación de potencia reactiva en la rama que requiera el usuario. [16]

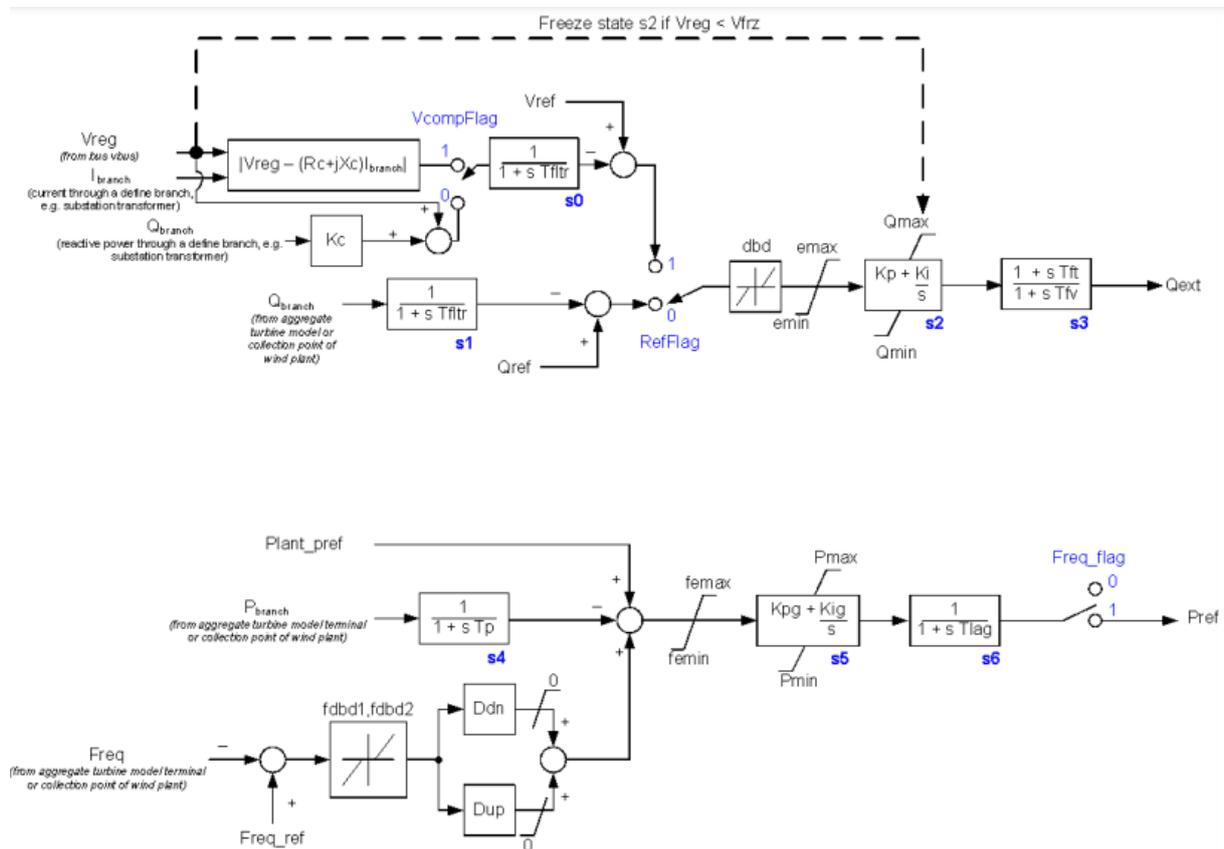


Figura 10: Módulo REPC_A [15]

4.4.3.1.5 Segunda generación del WECC

Los modelos de la segunda generación del WECC fueron desarrollados a partir de los de la primera generación con intención de crear unos modelos totalmente genéricos y útiles para cualquier tipo de generación renovable. [15]

En este caso, estos modelos de segunda generación representan de forma específica la respuesta de parques eólicos y existen en 4 tipos diferentes de modelos.

4.4.3.1.5.1 Tipo 1 y 2 WTG

Los tipos 1 y 2 son modelos empleados generalmente para la generación eólica.

Este primer WTG de tipo 1, es un modelo de un generador convencional de inducción de jaula de ardilla. Dentro de este tipo se pueden encontrar diferentes variaciones, como pueden ser el control mediante velocidad fija o velocidad variable. [15]

En el caso del modelo del tipo 2 WTG, es un modelo de un generador de inducción de rotor bobinado con una resistencia variable en el circuito del rotor que suele ser controlada mediante electrónica de potencia.

Como se puede observar, ambos tipos son muy similares entre ellos, teniendo como diferencia fundamental el tipo de generador que modelan. Debido a ello, la estructura del modelo es la misma para los dos casos, siendo esta la mostrada en la siguiente imagen.

4.4.3.1.5.2 Tipo 3 y 4 WTG

Los tipos 3 y 4 están compuestos de varios módulos genéricos que constituyen los modelos. Por lo tanto, dependiendo de la conexión de los diferentes módulos se crean modelos tipo 3 o tipo 4. [15]

Del tipo 3, existe una única variación, pero, en el caso de los modelos del tipo 4 existen dos diferentes variaciones, el tipo 4 WTG A y el 4 WTG B.

La primera variación 4 WTG A está diseñada para faltas de red cercanas donde se dan oscilaciones de torsión visibles en la salida de potencia eléctrica y es necesario emplear en ella el modelo de tren de transmisión. En cambio, la segunda variación, la 4 WTG B está diseñada para faltas de red cercanas donde no hay oscilaciones de torsión apreciables en la salida de potencia eléctrica y no es necesario emplear el modelo de tren de transmisión.

4.4.3.2 Modelos para potencias de pequeña escala

En caso de las aplicaciones de pequeña escala, se emplean diferentes modelos. Es posible utilizar los modelos mencionados previamente en el apartado de grandes plantas, pero, dichos modelos, requieren de un gran número de parámetros y tienen un alto nivel de complejidad. Debido a esto, para aplicaciones menores, se desarrollaron, a partir de los modelos anteriores, modelos simplificados y con menor número de parámetros con el fin de facilitar su implementación y manejo.

4.4.3.2.1 PVD1

El modelo PVD1, es un modelo genérico recomendado para representar pequeñas plantas fotovoltaicas conectadas a la red de distribución.

El modelo integra múltiples subsistemas y sistemas fotovoltaicos en un feeder a un único modelo dinámico equivalente para estudios de estabilidad. [17] Es un modelo simple que proporciona un conjunto básico de opciones de control pero que requiere que el generador fotovoltaico sea explícitamente representado en flujo de potencia, y, preferiblemente detrás de un transformador y feeder equivalentes. [18]

Los anteriormente mencionados subsistemas, incluyen control de potencia activa y reactiva y funciones de protección. [19]

En cuanto a los controles de potencia activa, el modelo incluye los siguientes dos controles básicos:

- Potencia activa constante basada en la salida del generador.
- Respuesta de sobre-frecuencia con definición de los límites por el usuario. [18]

En el caso de los controles de potencia reactiva, también se ofrecen dos controles básicos:

- Potencia reactiva constante basada en la salida del generador.
- Control de V/Var en los terminales del generador, con la característica Q/V definida por el usuario. [18]

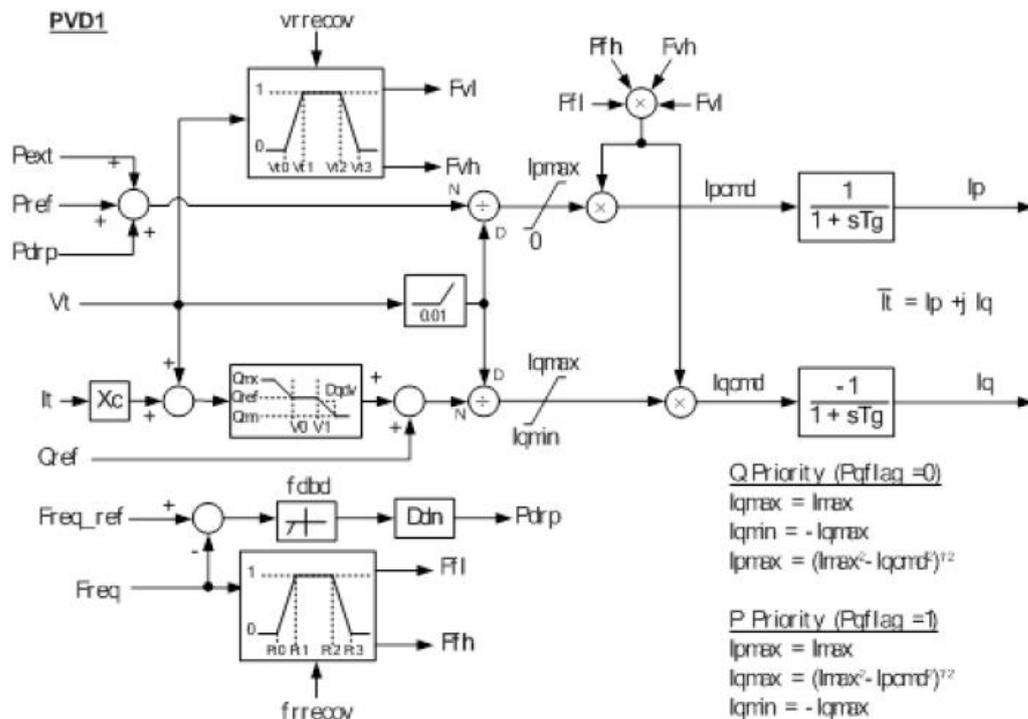


Figura 11: Modelo pvd1 [18]

Hasta hace poco, el mejor modelo disponible para generación fotovoltaica distribuida era el modelo pvd1 desarrollado por el WECC. Aun así, se determinó que era un modelo limitado que no era capaz de representar algunas de las funcionalidades especificadas por IEEE Std 1547-2018 y por la California Rule 21.

Dentro de esas funcionalidades se encuentra el control de tensión-reactiva que debe cumplir el modelo. Este control se debe realizar mediante respuestas autonomas de las medidas de tensión y, el PVD1 cuenta con un control V/Q limitado dado que se basa en la caída de tensión o de potencia reactiva. Al mismo tiempo, el modelo debe ser capaz de proporcionar potencia reactiva manteniendo el factor de potencia constante, y, en este caso el modelo no cuenta con la opción de realizar control de factor de potencia. [11]

Debido a las mencionadas limitaciones, se creó un nuevo modelo agregado de secuencia directa. Este nuevo modelo es el DER_A y pretende reemplazar al existente PVD1.

4.4.3.2.2 DER_A

El modelo DER_A es una versión simplificada de los modelos genéricos de sistemas renovables de la segunda generación empleado tanto para representar GD basada en inversores como equipos de almacenamiento de energía. [20]

Es una mejora del PVD1, el cual incluye mayor flexibilidad de modelado y unas capacidades más avanzadas, eliminando de esta forma las limitaciones del anterior modelo PVD1. [19] De la misma forma, emula características claves que pueden ser requeridas a los recursos renovables en un futuro como pueden ser los controles de tensión y frecuencia. [20]

El modelo DER_A puede ser utilizado para representar unidades de GD individuales o grupos de unidades de GD similares.

Por lo que, el DER_A es un modelo de recursos de energía distribuidos que representa el comportamiento dinámico agregado de la GD en el dominio de tiempo y en estudios de estabilidad de secuencia directa. [21]

El modelo, tiene 48 parámetros y 10 estados diferentes, que en comparación con otros modelos de gran escala, cuenta con un tercio menos de parámetros. Aun así, conserva muchas de las características que los modelos de gran escala tienen, que son los que se muestran a continuación: [17]

- Factor de potencia constante y modos de control de potencia reactiva constante.
- Control de potencia activa y frecuencia con droop y banda muerta asimétrica.
- Control de tensión con control proporcional y banda muerta asimétrica.
- Representación de la fracción de generación entrando en parada momentanea en baja y alta tensión incluyendo una ganancia lineal de 4 puntos.
- Representación de la fracción de generación restableciendo la producción después de alguna condición de alta o baja tensión o frecuencia.
- Límites de la rampa de potencia activa al restablecer el servicio después de un disparo, falta o respuesta de frecuencia.
- Opciones de prioridad de corriente activa y reactiva.
- La capacidad de representar recursos de generación y de almacenamiento. [20]

El modelo está principalmente intencionado para ser empleado como modelo agregado de varios generadores distribuidos. Por ello, los parámetros V_{frac} , v_{l0} , v_{l1} , v_{h0} , v_{h1} , tv_{l0} , tv_{l1} , tv_{h0} y tv_{h1} permiten la emulación de la activación parcial del modelo agregado de GD.

En la siguiente imagen se puede observar la estructura del modelo.

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

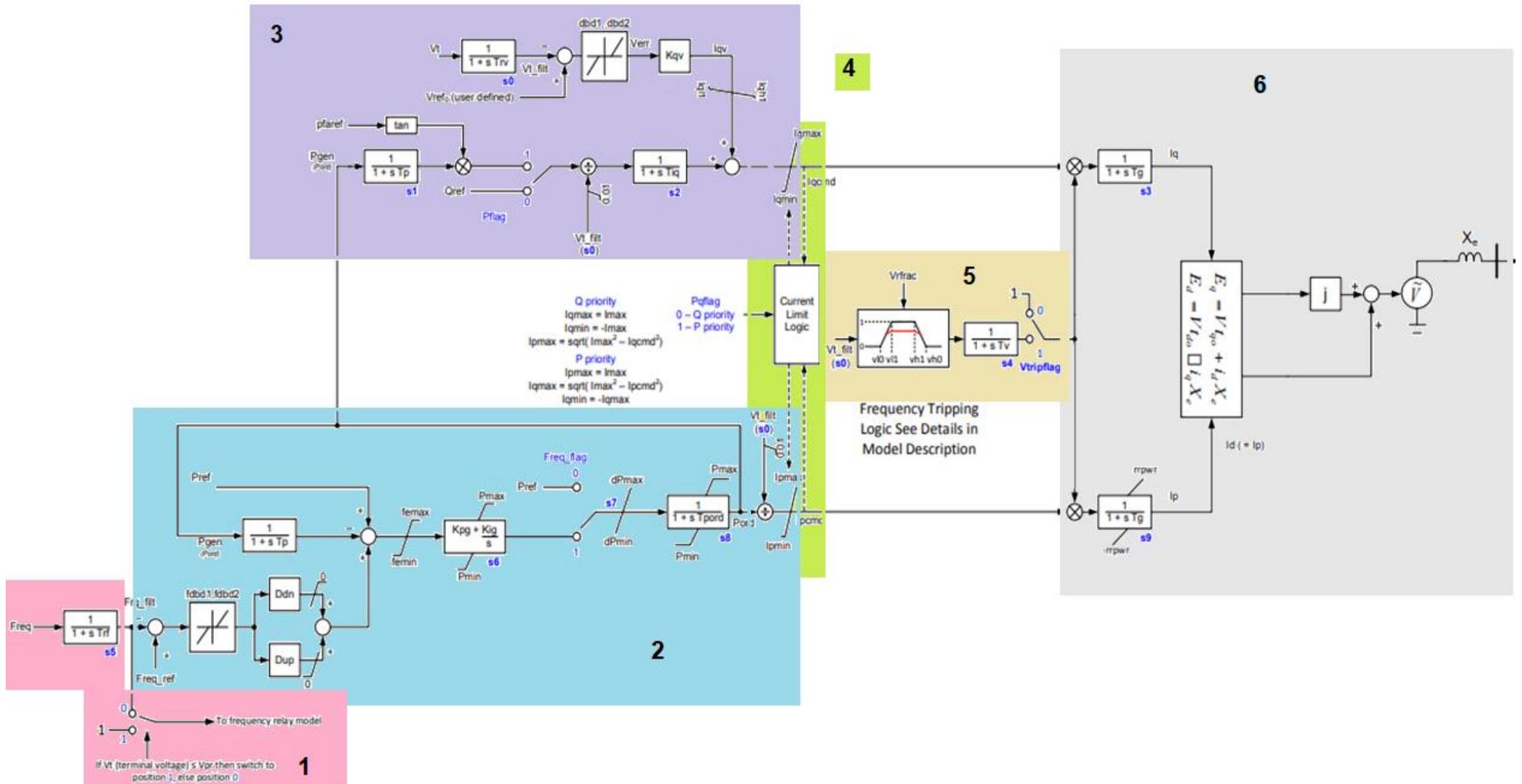


Figura 12: Modelo DER_A [20]

- 1- Control de potencia activa-frecuencia
- 2- Entrada lógica de disparo de frecuencia
- 3- Control de potencia reactiva-tensión
- 4- Lógica de prioridad de corriente activa-reativa
- 5- Disparo de tensión
- 6- Representación de fuente de tensión

Como se ha mencionado previamente, este modelo también puede emular sistemas de almacenamiento. Para ello, tiene un parámetro adicional, *typeflag*, que al ser igual a cero es generador y al ser igual a 1 es un equipo de almacenamiento en modo de carga. De esta forma, el modelo puede tanto generar como absorber potencia activa. [20]

Mediante diferentes herramientas y testeos se ha demostrado que el modelo proporciona resultados consistentes y apropiados y debido a ello, el DER_A ha sido implementado en varios softwares comerciales en Norte América y al menos por uno en Europa.

4.4.3.2.2.1 Control potencia activa-frecuencia

La estructura del control de potencia activa-frecuencia, es la mostrada en la siguiente imagen. [20]

Se parte del valor *Freq*, el cual se pasa por una constante de tiempo de medida de frecuencia *Trf*. Esta señal filtrada se compara con la frecuencia, y la señal obtenida de la comparación se pasa por la banda muerta de sobre y sub frecuencia.

Tp representa una constante de tiempo de medida de potencia activa. Cuando el control de potencia activa- frecuencia está habilitado, el parámetro *Freq_flag* tiene el valor de 1 y, en cambio, al desactivarlo, adquiere el valor 0.

El error de frecuencia está limitado por *femax* y *femin* y se pasa por un controlador PI con los parámetros *Kpg* y *Kig*. Después de este bloque, *dPmax* y *dPmin* limitan la rampa de la potencia activa. *Pmax* y *Pmin* representan la salida máxima y mínima de potencia activa y, *Tpord*, la constante de tiempo.

Por último, el comando de corriente activa (*ipcmd*) se calcula dividiendo el comando de potencia activa *Pord* por la tensión en terminales filtrada, y es limitada por *Ipmax* e *Ipmin*.

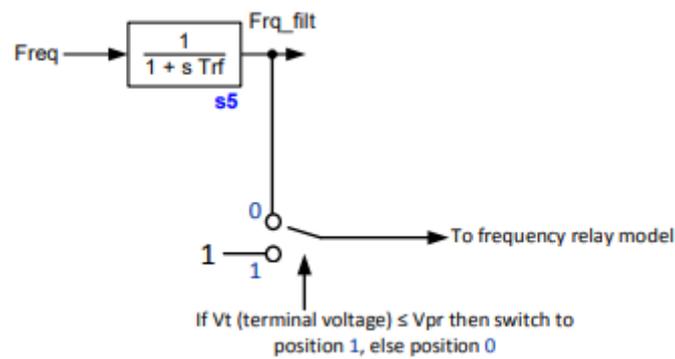


Figura 14: Estructura de la entrada lógica de disparo de frecuencia [20]

En la siguiente figura se representa el funcionamiento del disparo de frecuencia de una forma gráfica:

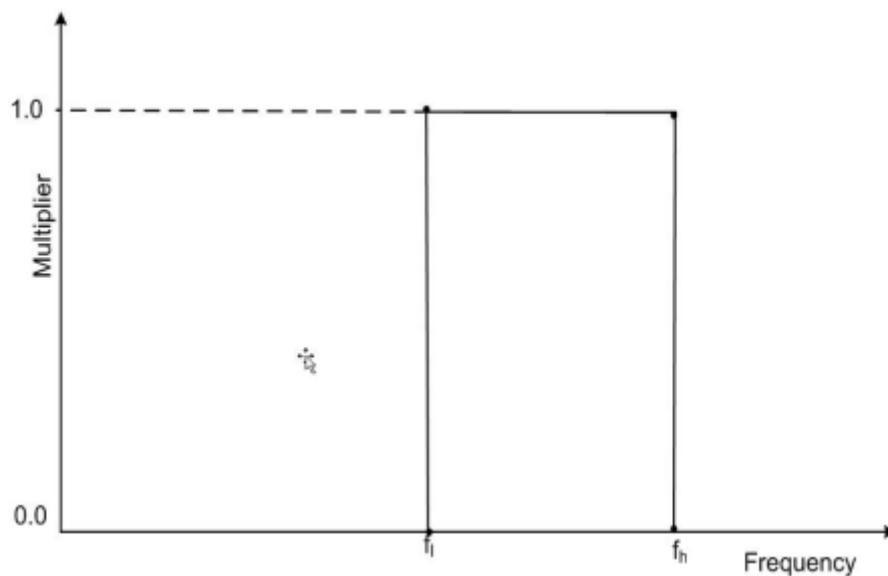


Figura 15: Estructura de disparo de frecuencia [24]

Como se puede ver en la anterior figura y como se ha explicado previamente, el multiplicador del disparo de frecuencia solo tiene opción de adquirir el valor uno o cero, por lo que, al darse el disparo, toda la GD se ve desconectada, no hay opción de desconectar cierta fracción.

Por otro lado, el modelo incluye también el control de disparo de tensión que tiene la función de representar una porción de GD que se desconecta en condiciones de alta o baja tensión. [20]

El modelo representa de forma agregada un gran número de generadores distribuidos por lo que, mediante este sistema es posible representar el disparo parcial de cierta proporción de la GD total.

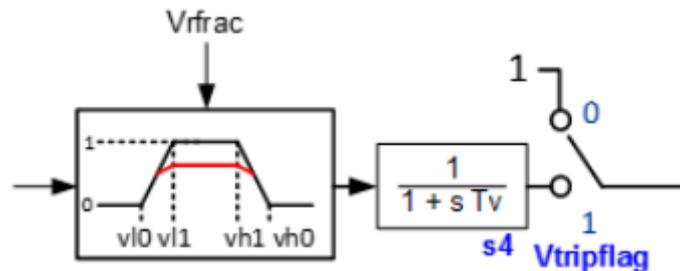


Figura 16: Estructura del disparo de tensión [20]

El Vtripflag controla el disparo de tensión y el ftripflag controla el disparo por frecuencia independientemente. El parámetro Vfrac define la fracción de GD recuperada una vez que la tensión vuelve a los límites aceptables después de caer o superar el umbral establecido.

La constante de tiempo Tv permite representar el retardo de los disparos parciales relacionados con la tensión.

Los parámetros vl0 y vl1 son los puntos de corte de baja tensión y los vh0 y vh1 los puntos de corte de alta tensión. La salida obtenida del bloque de disparo fraccional es el valor que se aplica a ipcmd e iqcmd.

Esta salida del bloque depende del valor que adopte el multiplicador (ver siguiente figura) dependiendo de la tensión en el terminal de instalación de la GD.

-Si la tensión en el terminal (vt) es menor a vl0, o si se mantiene por debajo de vl0 durante más tiempo que tvl0 durante la perturbación, el multiplicador adopta el valor de cero, disparando toda la GD.

-Si vt es menor a vl1 y adopta un valor menor a vl1 por menos tiempo que tvl1 durante la perturbación, el valor del multiplicador se calcula en base a la línea negra del diagrama (ver siguiente figura) al recuperarse la tensión.

-Si la vt es menor a vl1 y adopta un valor menor a vl1 por mayor tiempo que tvl1 durante la perturbación, por más tiempo que tvl1, el valor del multiplicador se calcula en base a la línea roja (véase siguiente figura).

-Si la vt es mayor o igual a vl1 y adopta un valor menor a vl1 por menos tiempo que tvl1 durante la perturbación, el multiplicador se establece con valor unitario manteniendo toda la GD conectada.

-Si la vt es mayor o igual a vl1 y adopta un valor menor a vl1 por mayor tiempo que tvl1 durante la perturbación, entonces el multiplicador se establece como B ($B=A \cdot Vfrac$).

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

Siendo el valor del multiplicador el correspondiente a la fracción de GD que se mantiene conectada.

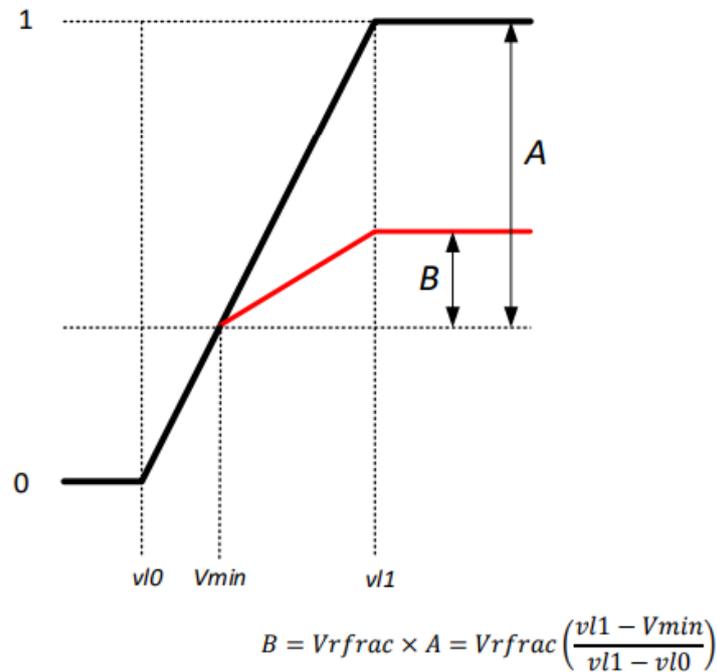


Figura 17: Estructura del disparo de tensión [17]

En caso de sobretensión, la lógica aplicada es la misma que en el caso de sub-tensión. En vez de emplear Vmin se emplea el valor de Vmax que será la máxima tensión en el terminal GD durante la simulación una vez superado el tiempo tvh1.

En la siguiente imagen se muestra el esquema de funcionamiento del sistema de disparo de tensión tanto para casos de sub-tensión como de sobre-tensión.

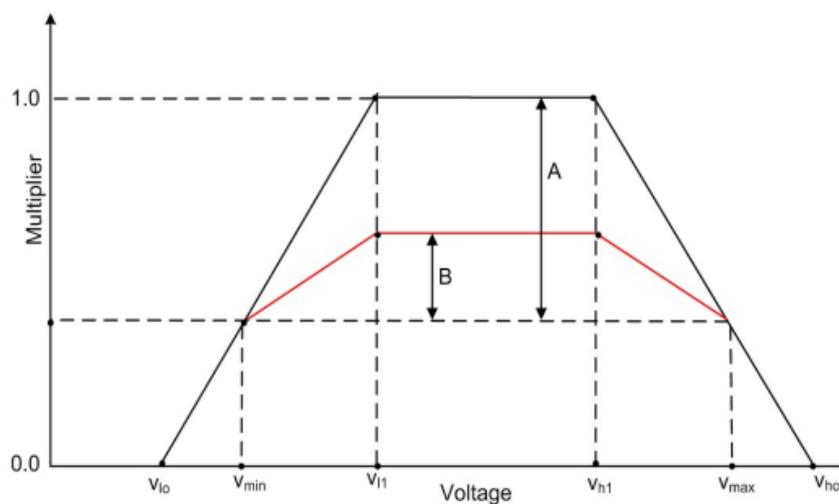


Figura 18: Estructura del disparo de tensión [24]

4.4.3.2.2.3 Control potencia reactiva-tensión

El control de potencia reactiva-tensión realizado por el generador distribuido depende como se establezca pflag, si en 0 o en 1, se selecciona el control de potencia reactiva constante o el control de factor de potencia constante, respectivamente. [20]

El parámetro pfaref se calcula internamente para conseguir la orden de potencia reactiva necesaria para la orden de corriente de potencia activa. La potencia reactiva se divide entonces por V_{t_filt} que es la tensión de terminal filtrada y pasa por una constante de tiempo T_{iq} de cálculo de corriente reactiva.

La tensión de terminal V_t , después de la constante de tiempo de medida T_{rv} , pasa por una banda muerta dbd1 (mínimo) y dbd2 (máximo) y por una ganancia de control proporcional K_{qv} . Respectivamente, I_{qh1} e I_{ql1} especifican los límites máximo y mínimo de inyección de corriente reactiva.

Para inhabilitar el control de potencia reactiva-tensión, la constante K_{qv} se establece a 0.

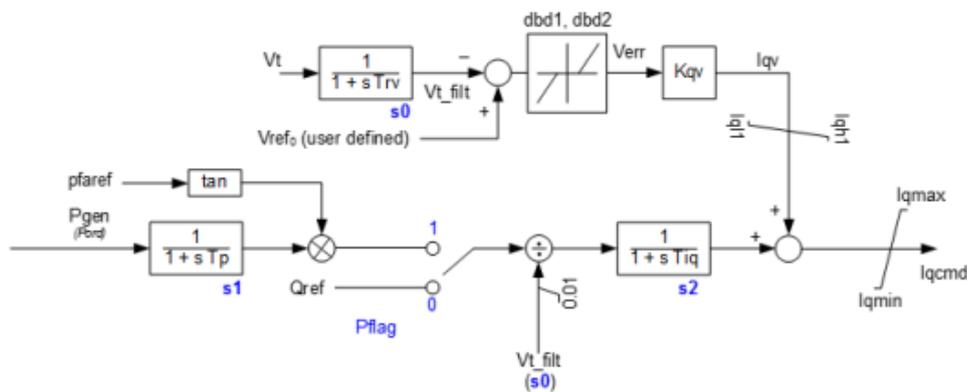


Figura 19: Estructura del control potencia reactiva-tensión [20]

4.4.3.2.2.4 Lógica de prioridad de corriente activa-reativa

Los comandos de corriente activa y reactiva establecidos en los lazos de control de potencia activa-frecuencia y potencia reactiva-tensión, pasan por un bloque limitador de corriente activa y reactiva, siendo el máximo (I_{pmax}/I_{qmax}) y siendo el mínimo (I_{pmin}/I_{qmin}). [20]

De esta forma se consigue limitar los valores de corriente en función de los límites establecidos. El bloque de límite de corriente tiene dos opciones de prioridad diferentes, prioridad de potencia activa y prioridad de potencia reactiva. En base a la prioridad establecida, los límites de las bandas se calcularán de una forma u otra.

En la siguiente imagen se puede observar cómo se definen los límites de la corriente en base a la prioridad seleccionada:

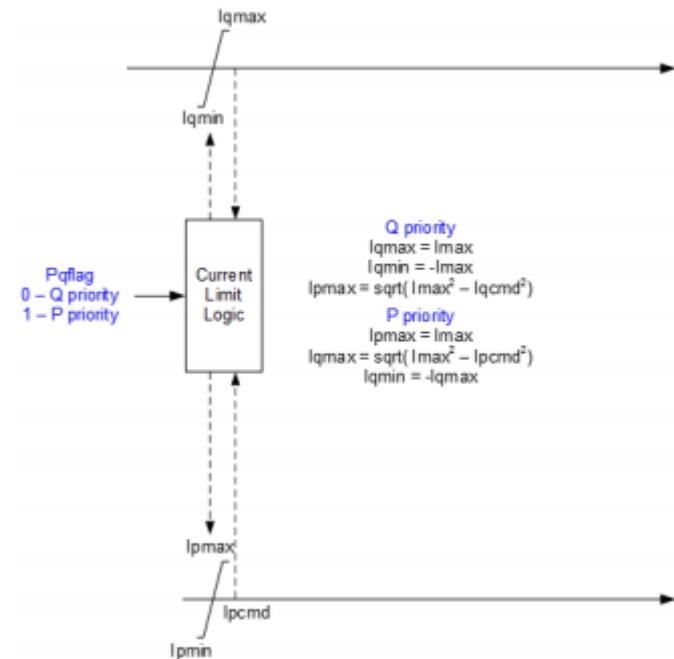


Figura 20: Estructura de la Lógica de prioridad de corriente activa-reactiva [20]

4.4.3.2.2.5 Inversor

El inversor se representa en el modelo mediante una fuente de tensión que está implementada en la interfaz de red para apoyar la estabilidad numérica del modelo en las herramientas de simulación. [20]

En realidad, todos los inversores modernos empleados en el lado de red de las fuentes de energía con electrónica de potencia, utilizan un convertidor de fuente de tensión (VSC). La corriente a través de VSC está controlada por los controles del inversor.

La representación detrás de una reactancia X_e , cuyo valor suele ser de 0.25 pu.

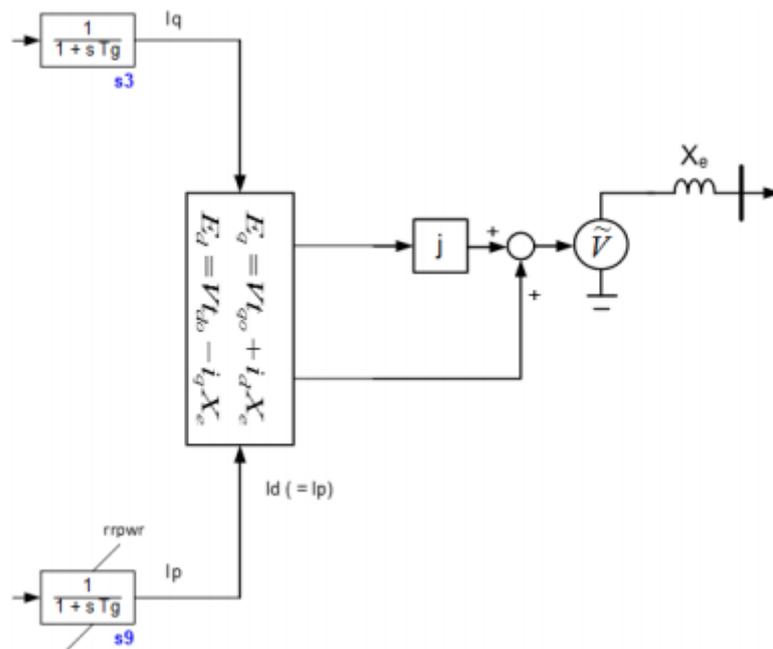


Figura 21: Representación de la fuente de tensión [20]

4.4.3.3 Comparación entre PVD1 y DER_A

En la tabla 2 se comparan los modelos PVD1 y DER_A para destacar sus principales diferencias y las mejoras implementadas en el DER_A. [17]

Tabla 2: Comparación entre PVD1 y DER_A [12]

Función	PVD1	DER_A
Control Q/V	Limitado (basado en simple caída de tensión-Q)	Control de Q y control proporcional de V
Control de factor de potencia	X	✓
Recuperación de P post falta	X	✓
Control de frecuencia	Solo caída inferior	✓ (con caída superior e inferior)
Disparo parcial y reconexión	✓	✓
Temporización en la función de disparo	X	✓
Interfaz de red	Inyección de corriente	Fuente de tensión
Representación en flujos de potencia	Generador	Generador

4.4.4. Aplicaciones prácticas de los modelos

Los altos niveles de penetración e interconexión de GD en el sistema eléctrico y los impactos causados por dicho tipo de generación requieren ser considerados y analizados para poder representar y entender adecuadamente su comportamiento ante diferentes situaciones o condiciones.

Los modelos de GD ayudan a entender su comportamiento y analizar los efectos generados ante cambios de sus parámetros. A modo de ejemplo, se describen a continuación algunos estudios que ponen en manifiesto la influencia de la GD en la respuesta del sistema eléctrico y la importancia de su correcta modelización.

Para empezar, en el artículo "Impact analysis of recovery ramp rate after momentary cessation in inverter-based distributed generators on power system transient stability" [9], se analiza el impacto de la ratio de rampa de recuperación después del CM (véase apartado 4.3.4). Para dicho análisis, emplean un esquema de 39 buses de Inglaterra con un nivel de integración GBI del 25%.

Para representar el CM de los GBI, emplean el modelo DER_A y con intención de analizar el efecto de la ratio de la rampa de recuperación, se realizaron simulaciones con 3 velocidades diferentes.

Durante la aplicación de falta el parámetro mencionado previamente no tiene efecto en la respuesta de los GBIs, por lo que, en condiciones de perturbación la actuación del GBI no depende de la rampa de recuperación. Aun así, al despejar la falta, el valor de la rampa de recuperación varía significativamente en el comportamiento del GBI.

Analizando los resultados obtenidos, se concluye que una recuperación lenta después de una situación de falta y de CM deteriora la estabilidad transitoria del sistema. Si no se garantiza una velocidad de recuperación mínima, aumenta considerablemente la pérdida de potencia eléctrica de salida de generadores críticos e incluso podrían llegar a perder el sincronismo. De esta forma, conviene establecer un valor mínimo de la ratio de rampa de recuperación que garantice la estabilidad transitoria que es el denominado como la ratio de rampa de recuperación de cese momentáneo crítico (RCMR).

Para determinar el RCMR de un sistema específico se analizan los valores de RCMR para cada contingencia y se selecciona el mayor. Por lo que, con un valor correcto de RCMR, se previenen los problemas de inestabilidad transitoria derivados por CM.

Otra de las aplicaciones de los modelos de GD es el uso de estos mismos en estudios de estabilidad de redes de transmisión o distribución en conjunto con modelos de cargas.

Se muestran ejemplos de estas aplicaciones en los siguientes estudios: "Distribution-Connected PV's Response to Voltage Sags at Transmission-Scale" [22] y "Developing Dynamic Load Models for the Australian National Electricity Market with a Focus on Distributed Energy Resources" [23]

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

En el primero emplean el modelo PVD1 para representar la GD instalada en la red de distribución en conjunto con el modelo de carga CMPLDW. De esta forma se consigue representar el sistema de forma detallada tanto la GD como las diferentes cargas, obteniendo resultados más realistas. Específicamente, en este estudio, se analizan los efectos de huecos de tensión en el sistema para diferentes valores de nivel de carga y de GD conectada en redes de distribución.

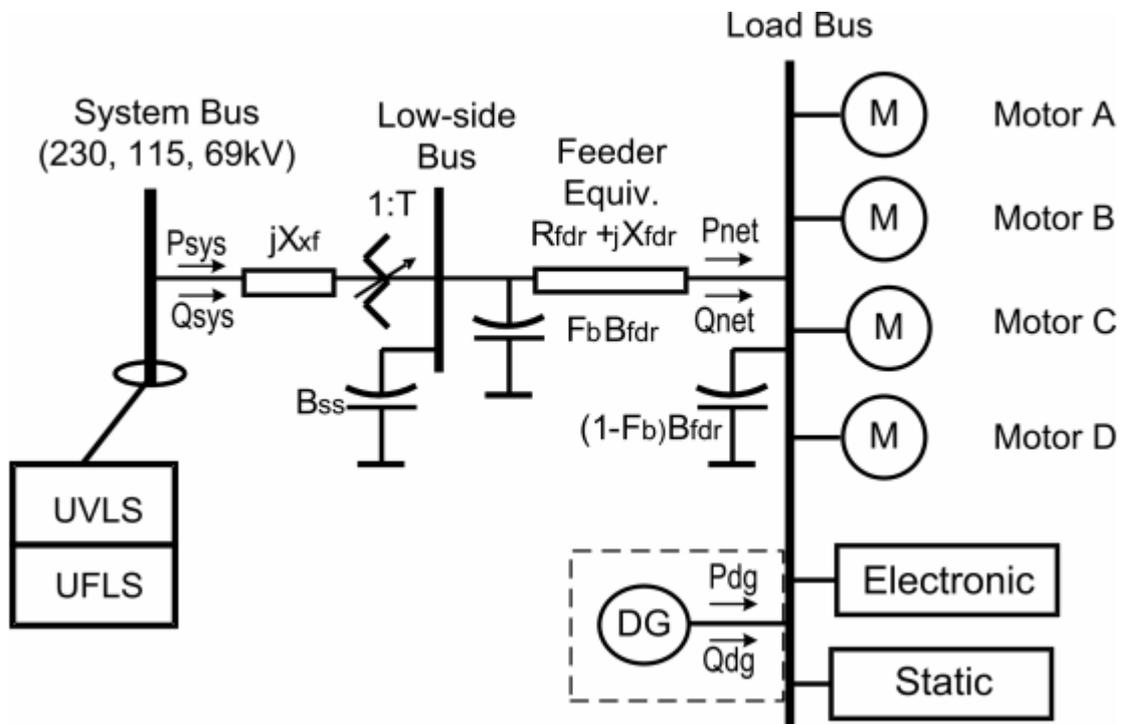


Figura 22: Sistema que representan los diferentes modelos

El objetivo principal del segundo estudio era el de emplear un modelo de carga compuesto que incorporara modelos de carga estáticos y dinámicos y GD. Para ello, se realizaron simulaciones por un lado con el modelo de carga compuesta CMLD y, por otro lado, incorporando el modelo de carga con el modelo de GD, DER_A.

5. ANÁLISIS PRÁCTICO

El análisis práctico del presente trabajo va a constar de simulaciones dinámicas realizadas en diferentes escenarios y sistemas con el fin de representar y definir tanto el comportamiento de la GD y como el impacto de la misma ante diversas situaciones.

Las simulaciones han sido realizadas mediante el software de PSS®E, versión 34.

5.1. PSS®E 34

El PSS®E 34 (Power System Simulator for Engineering) es un software de simulación y análisis de sistemas de potencia de SIEMENS empleado para operaciones y planificación de transmisión de energía.

Esta herramienta permite realizar una gran variedad de estudios como, por ejemplo, flujos de carga, análisis dinámicos y de contingencias, cortocircuitos, estudios de estabilidad transitoria, etc. Por lo que, el gran abanico de opciones hace del PSS®E 34 una opción muy válida para analizar los aspectos requeridos, los cuales han sido recogidos en las simulaciones mostradas en los siguientes apartados del documento. [24]

De la misma forma, el programa está tan extendido y se utiliza por tantos países que de alguna manera se ha convertido en un estándar, facilitando el intercambio y empleo de datos. Junto a esto, la herramienta posee una amplia librería de modelos facilitando la realización de análisis realistas y actuales. Específicamente, el PSS®E 34 incluye el actual y previamente explicado modelo DER_A, que es el seleccionado para analizar mediante simulaciones.

5.2. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DER_A

El modelo DER_A es el modelo empleado para representar la GD en todas las simulaciones realizadas en este trabajo. Para poder implementar este modelo en el modelo de red empleado durante las simulaciones, es necesario realizar ciertos pasos previamente.

Para empezar, se debe incluir el modelo DER_A en el archivo .raw del modelo de red a modo indicado por el software PSS®E 34. En el software, el modelo se identifica como DERAU1 y se encuentra dentro del grupo de generadores renovables genéricos.

Para incluir el modelo del generador en el modelo de red, se debe seguir la estructura mostrada en la siguiente figura. Incluyendo la misma en el archivo .dvr del modelo de red, que es donde se muestran los datos dinámicos.

```
IBUS 'USRMDL' ID 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23  
ICON(M) to ICON(M+5) CON(J) to CON(J+40) /
```

Figura 23: Estructura para incluir el modelo DER_A

De esta forma, en la primera columna se indica el bus donde se desea ubicar el modelo generador y en la segunda fila se introducen tanto los ICON como las constantes de los parámetros que se quieren establecer.

Una vez con el modelo incluido, se deben configurar ciertas opciones dentro de los datos del modelo de red.

En primer lugar, se debe seleccionar la opción de que el modelo se trata de una máquina renovable en la pestaña del modo de control del modelo. Para ello, se escoge la opción de *Renewable: +, - Q limits based on WPF* en la casilla de *machine control mode*.

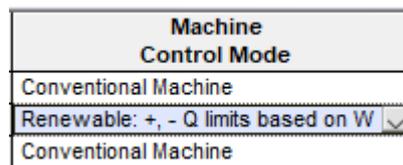


Figura 24: Selección del modo de control del modelo generador

Una vez con el control del modelo seleccionado, es importante indicar en el código del bus donde se implementa el generador el cambia a ser un bus generador, para ello, en la casilla *Code* se debe reemplazar el valor existente por un 2.

Junto a esto, también se debe modificar el valor de la reactancia del generador renovable *Xsource*. Este parámetro tiene un valor unitario por defecto, pero se debe modificar a 0.1pu (= %10) para la correcta inicialización del modelo.

5.3. ESTUDIOS REALIZADOS

En el apartado práctico se han realizado numerosos estudios. Estas simulaciones se van a dividir en función de los escenarios empleados en cada caso y el modelo empleado para representar la GD va a ser el modelo DER_A.

Se diferencian tres principales grupos. Primero, se analiza un sistema reducido de 4 buses para determinar el funcionamiento y reacciones del modelo ante diferentes perturbaciones.

En segundo lugar, se realiza una comparativa entre un caso base de partida y el mismo caso con la GD modelizada, con intención de mostrar la importancia de modelizar la GD. Por último, se emplea un sistema más extenso de 9 buses y con mayor complejidad, de esta forma, se pretende comprobar el efecto de los demás equipos sobre el comportamiento y reacciones del modelo de GD.

5.3.1. Modelo DER_A: funciones principales de disparo

El objetivo del primer estudio es definir detalladamente el comportamiento y funcionamiento del modelo DER_A. Para ello, se someterá a la GD a diferentes situaciones con el fin observar los aspectos de funcionamiento analizados en el apartado teórico.

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

En este apartado se ha empleado un sistema reducido y simple de 4 buses. Se ha seleccionado dicho sistema para poder observar solo el comportamiento de la GD. Al contar con otros generadores o equipos en el sistema, debido a la aportación de estos últimos, el comportamiento de la GD se puede ver minimizado. Por lo que, para poder ver el funcionamiento individual de la GD se ha optado por un sistema sencillo.

El sistema empleado tiene 4 buses (véase siguiente figura). En el bus 1 se sitúa una fuente de tensión y frecuencia a modo de generador y en el bus 4 se encuentran una carga y el generador GD.

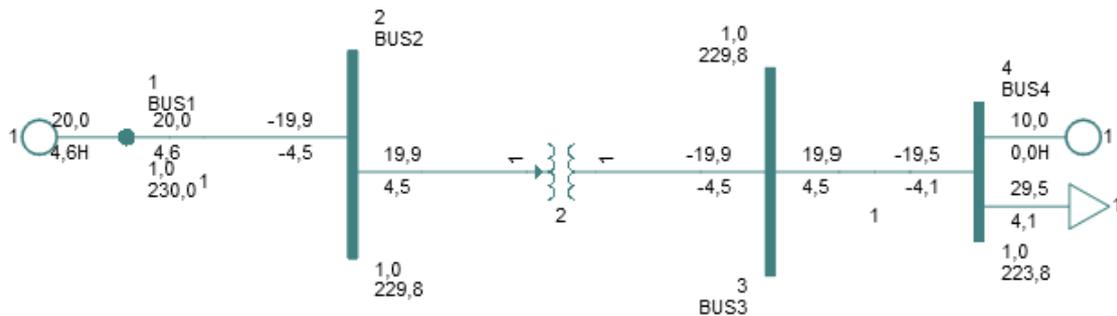


Figura 25: Representación del sistema de 4 buses

La carga es de una potencia de 29,5 MW y la GD es representada mediante el modelo DER_A.

En cuanto a las características del sistema, en la siguiente tabla se muestra el resumen de las mismas.

Tabla 3: Características del sistema

Desde BUS	Hasta BUS	R(pu)	X(pu)
1	2	0.0025	0.01
2	3	0.0008	0.106667
3	4	0.106667	0.106667

Para determinar el funcionamiento del DER_A se van a realizar diferentes estudios. Estos estudios consisten en diferentes variaciones de tensión y frecuencia para observar el efecto de las mismas en el modelo DER_A.

Para las variaciones de tensión y frecuencia, el control del modelo del generador se ha configurado mediante la siguiente tabla. Los parámetros mostrados son los más relevantes y los que se mantienen constantes, dado que, a continuación, se realizan modificaciones en algunos parámetros con tal de obtener comportamientos específicos. Los valores de todos los parámetros empleados en este apartado se muestran en los anexos.

Tabla 4: Características ICON del modelo

ICONS	
PfFlag	1
FreqFlag	0
PQFlag	1
GenFlag	1
VtripFlag	1
FtripFlag	0

Tabla 5: Valores de las constantes del modelo

CONSTANTES	
Trv	0.02
Dbd1	-0.02
Dbd2	0.02
Kqv	5
Vref0	-1
Imax	1.2
Vrfrac	0.6
Rrpwr	1
Vpr	0.8
Iqhl	1
Iqll	-1

Las variaciones se van a realizar mediante cambios introducidos en la fuente de tensión conectada en el BUS 1.

En los siguientes apartados se muestran las variaciones realizadas y los efectos que estas surten en el modelo DER_A.

5.3.1.1 Modelo PLBVFU1

En este apartado, además del modelo DER_A, se emplea el modelo PLBVFU1.

Este modelo es el que representa la fuente de tensión y frecuencia en el BUS 1, y, mediante el que se van a realizar las variaciones de tensión y frecuencia descritas a continuación.

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

Este modelo de generador es un modelo simple de 4 constantes y permite aplicar un perfil de tensión o de frecuencia definido por el usuario, dando la opción de introducir las variaciones deseadas.

El modelo cuenta con la opción de seleccionar qué tipo de variación se va a realizar. En caso de querer realizar una variación de tensión, el ICON Voltage playback flag se debería establecer en 1. En caso de querer realizar una variación de frecuencia se debería establecer en 1 el ICON de Frequency playback flag y, para realizar ambas variaciones al mismo tiempo, se deben establecer ambos ICONS en 1.

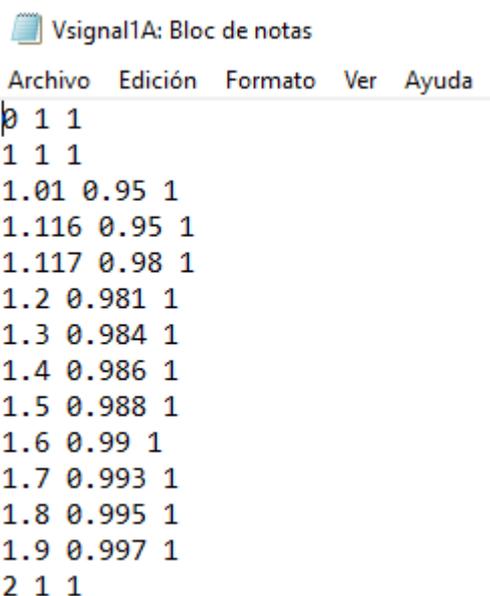
Tabla 6: Valores de los ICONS del modelo PLBVFU1

ICONS	
Voltage playback flag	1-0
Frequency playback flag	1-0
Playback file	VSignalX

Las variaciones se realizan desde un fichero externo al PSS®E 34. Se debe crear un documento con extensión .plb, por ejemplo VSignalX, para cada variación deseada y, en él se debe indicar la variación a realizar.

Estos ficheros están compuestos por tres columnas. La primera indica el tiempo, la segunda la tensión y la tercera la frecuencia. De esta forma, se incluyen los datos deseados, teniendo opción de introducirlos en pu o unidades, y la variación recogida en este fichero será la que introducirá el generador PLBVFU1 en el sistema.

En la siguiente imagen se muestra un ejemplo correspondiente a la estructura que debe seguir el fichero Playback file:



```
Vsignal1A: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
0 1 1
1 1 1
1.01 0.95 1
1.116 0.95 1
1.117 0.98 1
1.2 0.981 1
1.3 0.984 1
1.4 0.986 1
1.5 0.988 1
1.6 0.99 1
1.7 0.993 1
1.8 0.995 1
1.9 0.997 1
2 1 1
```

Figura 26: Ejemplo de un Playback file

Junto a los ICONS, el modelo cuenta con cuatro constantes. El Vscale y Fscale determinan en que unidades son recogidas las variaciones. Es decir, si el valor de estos parámetros es de 1, los datos en el fichero se deberán introducir en pu. En cambio, si se les asignan los valores base de sus respectivas unidades, las variaciones a introducir en el fichero serán en voltios y hercios. Los parámetros de Tv y Tf corresponden a las constantes de tiempo de sus respectivas señales.

En la siguiente tabla se muestra la configuración empleada de las cuatro constantes.

Tabla 7: Valores de las constantes del modelo PLBFU1

CONSTANTES	
Vscale	1
Fscale	1
Tv	0.02
Tf	0.02

5.3.1.2 Variaciones realizadas

Como se ha analizado previamente en el apartado 4.4.3.2.2.2, el modelo DER_A cuenta con dos tipos de protecciones, las entradas lógicas de disparo de tensión y frecuencia.

Para determinar el funcionamiento de la primera de ellas, se han realizado diferentes estudios. Para ello, se han simulado ciertas variaciones claves seleccionadas para analizar los comportamientos del modelo más relevantes.

A continuación, se muestran las variaciones de tensión realizadas. La descripción de los perfiles de tensión aplicados se resume en la siguiente tabla, mostrando la magnitud de la variación realizada, el tiempo de duración de la misma y la numeración asignada a cada una de ellas.

Tabla 8: Características de las variaciones de tensión

Test	Variación de tensión	Tiempo de variación	Valor inicial de la rampa de recuperación	Duración de la rampa de recuperación
1 A	0.95 pu	7 ciclos de 60Hz	0.98 pu	1 s
1 B	0.75 pu	150 ciclos de 60Hz	-	-
1 C	0.45 pu	2 ciclos de 60Hz	0.9 pu	1 s
1 D	0.4 pu	5 ciclos de 60Hz	0.85 pu	1 s
1 E	1.03 pu	7 ciclos de 60Hz	0.99 pu	1 s
1 F	1.15 pu	150 ciclos de 60Hz	-	-
1 G	1.35 pu	5 ciclos de 60Hz	0.88 pu	1 s
1 H	0.7 pu - 1.2 pu	15 ciclos de 60Hz - 15 ciclos de 60Hz	1.05 pu	1 s

En primer lugar, se han realizado unas variaciones de sub-tensión. Se han realizado 4 test diferentes, variando la profundidad y la duración del hueco de tensión dado que estas

características de las variaciones de tensión son las que determinarán el disparo de la lógica de tensión y la posterior recuperación. Como se ha mencionado anteriormente en el apartado 4.4.3.2.2, ese comportamiento dependerá, en el caso de caídas de tensión, de los parámetros v_{l0} , v_{l1} , tv_{l1} y tv_{l0} .

Para el primer grupo de las variaciones de tensión se emplean los siguientes valores para los parámetros mencionados:

Tabla 9: Valores de los parámetros mínimos del disparo de tensión

V_{l0}	Tv_{l0}	V_{l1}	Tv_{l1}
0.5 pu	0.05s	0.88 pu	2s

Los parámetros de la tabla anterior están representados en la siguiente imagen mediante líneas moradas. Mediante estos valores se delimita el funcionamiento del disparo de tensión del modo explicado previamente en el apartado teórico. Tomando de partida estos valores, se han realizado cuatro test diferentes.

Cada uno de los test cumple o incumple con algunos de los límites con intención de comprobar el funcionamiento del disparo de tensión. En el primer caso, en el 1A se da una caída de tensión que no llega a superar el límite v_{l1} . En segundo caso, en el 1B la caída de tensión se sitúa entre los límites v_{l0} y v_{l1} , pero supera el límite máximo de tiempo tv_{l1} . En el test 1C, la caída de tensión supera el límite v_{l0} pero por un tiempo menor que tv_{l0} y, por último, en el test 1D, la caída de tensión supera el límite v_{l0} , como en el caso anterior, pero supera el límite de tiempo tv_{l0} .

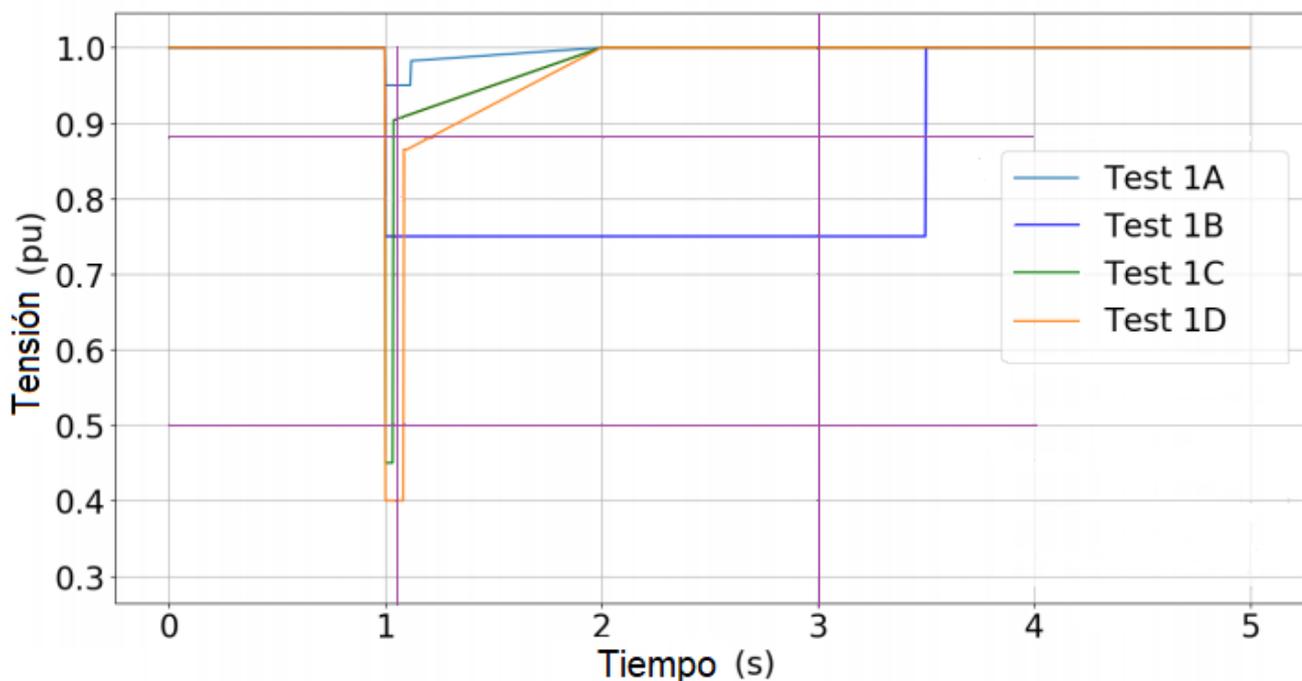


Figura 27: Variaciones de tensión 1A-D en el BUS 1 [17]

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

En segundo lugar, se realizan las variaciones de sobre-tensión. La lógica de disparo de tensión aplica de la misma forma para caídas que para subidas de tensión, por lo que, el comportamiento del modelo será parecido en ambos grupos de simulaciones.

En este caso, los parámetros influyentes son v_{h0} , v_{h1} , t_{vh1} y t_{vh0} y se han establecido en los siguientes valores:

Tabla 10: Valores de los parámetros máximos del disparo de tensión

V_{h0}	T_{vh0}	V_{h1}	T_{vh1}
1.2 pu	0.05s	1.1 pu	2s

Al igual que en el caso anterior, estos parámetros se representan a modo de líneas moradas en la siguiente figura delimitando las zonas de disparo. En este segundo grupo de simulaciones se han realizado tres test.

El primero, 1E, al igual que en el caso anterior no supera ninguno de los límites establecidos. El 1F, se mantiene entre los límites v_{h0} y v_{h1} pero supera el límite máximo de tiempo t_{vh1} y, por último, el caso 1G supera el límite v_{h1} pero se mantiene entre los límites t_{vh0} y t_{vh1} .

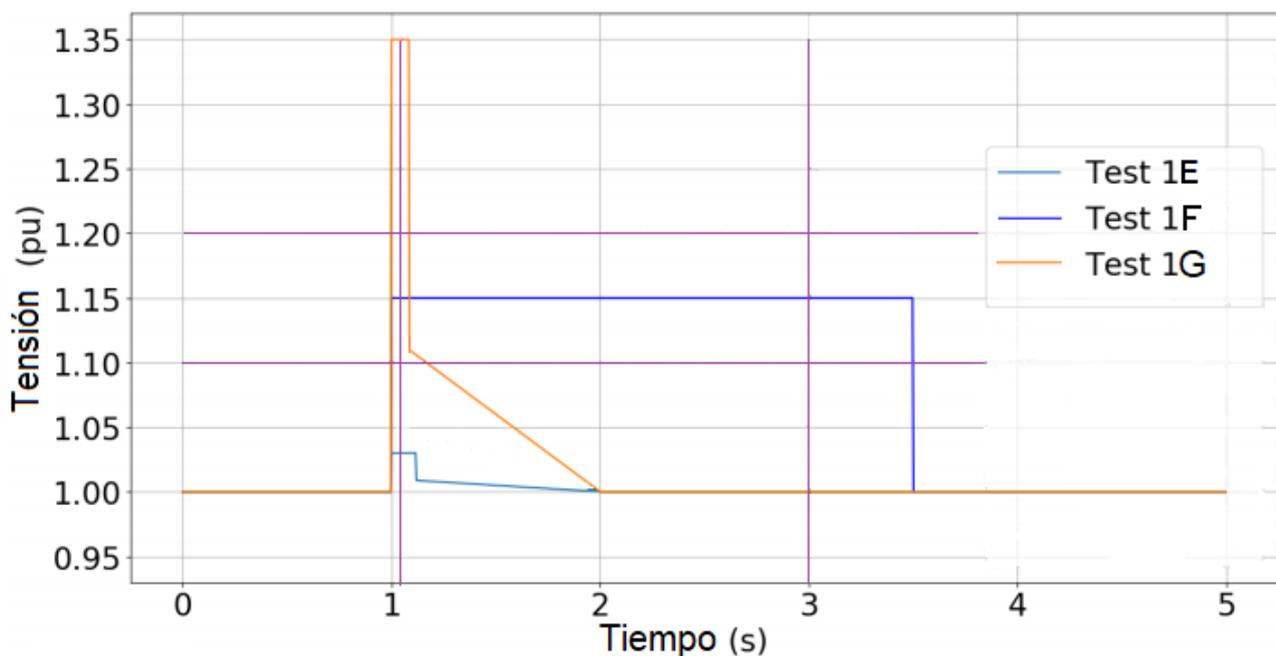


Figura 28: Variaciones de tensión 1E-G en el BUS 1 [17]

En tercer y último lugar, se ha realizado una variación que incluye la caída y subida de tensión por lo que en este último test se tienen en cuenta tanto los límites máximos como los mínimos.

Tabla 11: Valores de los parámetros del disparo de tensión

Vl0	Tvl0	Vl1	Tvl1	Vh0	Tvh0	Vh1	Tvh1
0.5 pu	0.1s	0.88 pu	0.2s	1.2 pu	0.1s	1.1 pu	0.2s

Los valores seleccionados para los parámetros son los indicados en la anterior tabla. Como en los anteriores casos, estos límites se han representado en el gráfico correspondiendo las líneas horizontales con los límites de tensión y las verticales con los límites de tiempo.

Para esta última simulación de las variaciones de tensión se ha realizado una caída de tensión que se mantiene entre los límites mínimos seguida por una subida de tensión que alcanza el límite máximo superior.

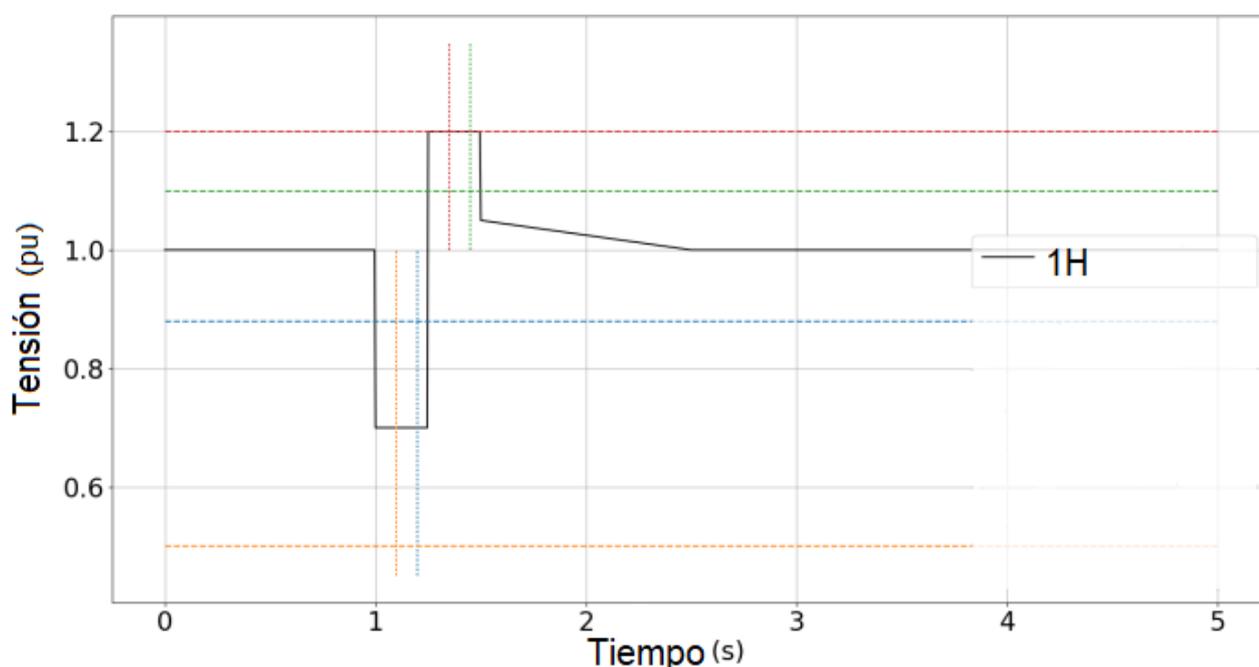


Figura 29: Variación de tensión 1F en el BUS 1 [17]

Por otro lado, se encuentran las variaciones de frecuencia. Estas perturbaciones siguen el mismo patrón que las de tensión, es decir, se van a realizar en un principio unas variaciones de sub-frecuencia y después otras de sobre-frecuencia.

Estos perfiles de frecuencia tienen como objetivo representar el funcionamiento del disparo de frecuencia. Este sistema de protección, como se ha explicado previamente en el apartado 4.4.3.2.2.2, tiene un funcionamiento más sencillo que el disparo de tensión. De esta forma, es necesario establecer los siguientes 4 límites de disparo, f_l y f_h que corresponden respectivamente al límite inferior y superior de disparo por frecuencia y t_{fl} y t_{fh} que corresponden respectivamente a la temporización necesaria para activar el disparo.

Las variaciones de frecuencia realizadas se recogen de la forma indicada en la siguiente tabla. Donde se muestran la descripción de las mismas y la numeración asignada a cada una.

Tabla 12: Características de las variaciones de tensión

Perfiles de frecuencia		
Variaciones de sub-frecuencia		
Test	Amplitud min	Duración de superación de fl
2 A	59.931 Hz	-
2 B	59.917 Hz	7.2s
Variaciones de sobre-frecuencia		
Test	Amplitud max	Duración de superación fh
2 C	60.068 Hz	-
2 D	60.09 Hz	7.84s

El valor establecido a estos parámetros para los estudios realizados a continuación son los siguientes:

Tabla 13: Valores de los parámetros del disparo de frecuencia

f _l	t _{fl}	f _h	t _{fh}
59.93 Hz	7.1s	60.07 Hz	7.1s

Como se puede ver en la siguiente figura, una de las variaciones de sub-frecuencia supera el límite inferior f_l y la otra no. El test 2A tiene su valor mínimo de amplitud justo encima del límite f_l por lo que no se debería de activar el disparo por frecuencia, y, en cambio, el test 2B supera el límite de f_l con una duración mayor a t_{fl}, por lo que se debería activar el disparo de frecuencia. La línea gris representa el parámetro f_l establecido en el modelo DER_A.

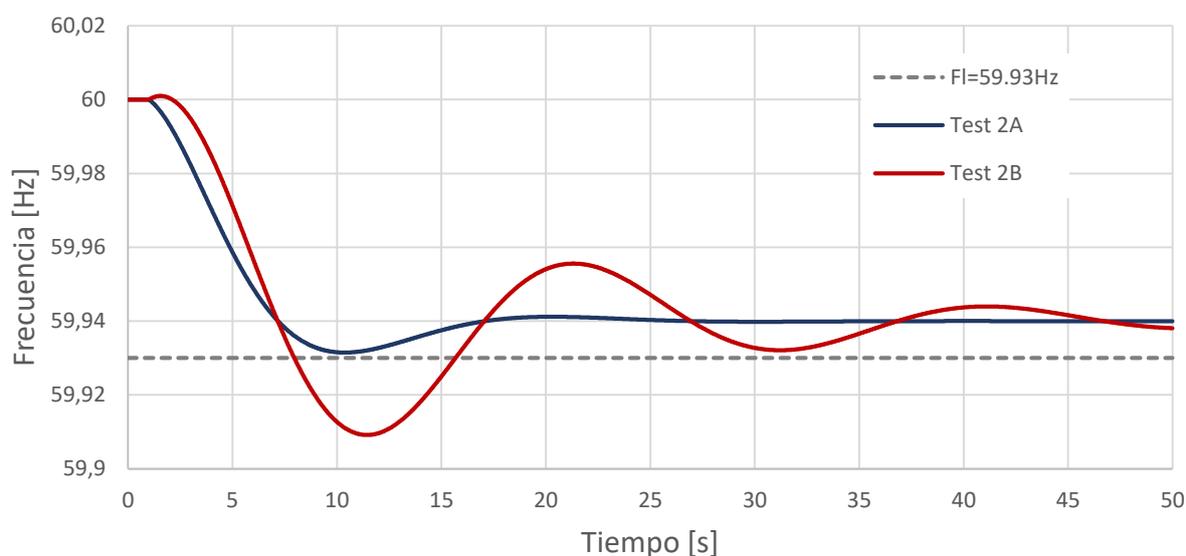


Figura 30: Variaciones de sub-frecuencia 2A y 2B en el BUS 1

Por otro lado, en las variaciones de sobre-frecuencia se representa el disparo de frecuencia por alcance del límite superior f_h .

En este caso, al igual que en el anterior, el test 2C representa una perturbación que no alcanza el límite f_h y, en cambio, el test 2D representa una variación que sí supera tanto el límite f_h como el tiempo t_{fh} , accionando el disparo por frecuencia superior. De la misma forma, en la siguiente figura se representan ambas variaciones y a modo de línea gris el límite f_h .

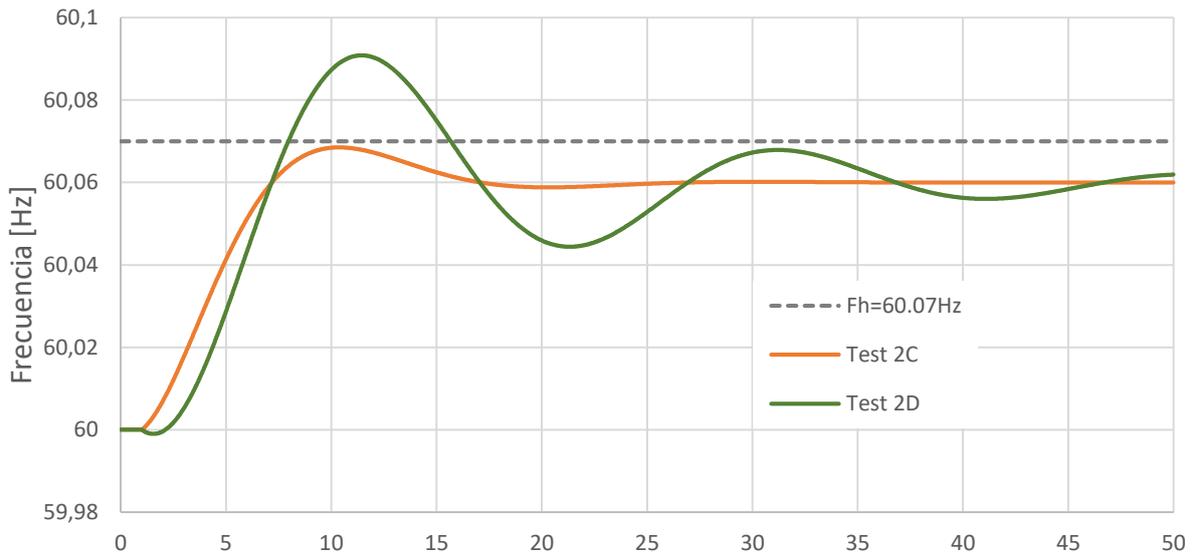


Figura 31: Variaciones de sub-frecuencia 2C y 2D en el BUS 1

5.3.1.3 Resultados test 1 A

A continuación, se van a mostrar los resultados obtenidos de la simulación. Las curvas mostradas serán las de la potencia activa, potencia reactiva, la tensión y la frecuencia de la ubicación del modelo DER_A, es decir, en el BUS 4. Estas curvas serán las representadas como resultados en todos los test.

El test 1 A, como se ha mencionado previamente corresponde con una bajada de tensión hasta 0.95 pu. Esta reducción de tensión es pequeña y corta por lo que no llega a traspasar ninguno de los límites de caídas de tensión analizados previamente.

Como la reducción de tensión no llega al valor v_{l1} , en base a la teoría de funcionamiento del DER_A, el multiplicador, que determina la fracción de generación que se desconecta, se sitúa en el valor de 1. De esta forma, al no traspasar ningún límite, el generador consigue recuperar toda su tensión, volviendo al mismo valor inicial sin darse ninguna pérdida.

Esta recuperación se puede observar en la siguiente figura. Como se muestra en la gráfica de la tensión, en el segundo 1, se muestra la reducción de tensión durante la perturbación y la posterior recuperación. En menos de un segundo toda la potencia GD se ve recuperada

y esta velocidad está definida por el parámetro $rrpwr$, que se analizará su influencia en apartados posteriores.

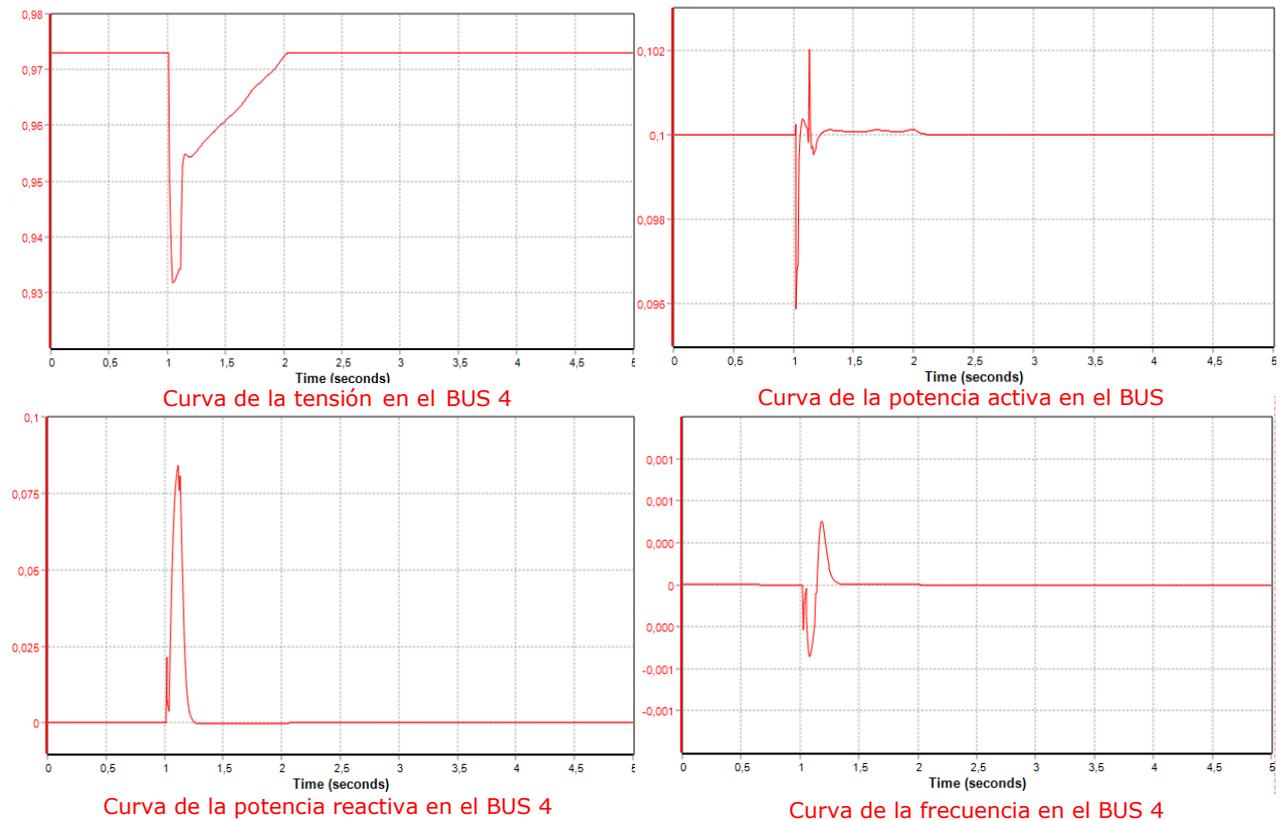


Figura 32: Curvas test 1A

Al igual que con la tensión, la potencia activa tiene la misma tendencia. Con la perturbación muestra un pico de bajada reduciendo la potencia generada y de acuerdo se va dando la recuperación, se muestra el pico de subida de la potencia activa. Después de unas pequeñas irregularidades, para el segundo 2 la potencia activa se vuelve a estabilizar.

Con la potencia reactiva ocurre lo mismo, desde el momento de la perturbación al punto donde la potencia activa empieza a estabilizarse, se genera un gran pico de reactiva hasta que vuelve a su valor inicial de cero.

Por último, aunque en la frecuencia no se den variaciones relevantes, se pueden ver los picos de reducción y aumento de frecuencia de acuerdo a la reducción y aumento de la tensión y la potencia activa.

5.3.1.4 Resultados test 1 B

En el segundo test realizado, se ha simulado un hueco de tensión de 0.75 pu durante 2.5 segundos. Esta reducción de tensión se sitúa entre los límites de v_{l0} y v_{l1} , pero supera el límite superior de tiempo tv_{l1} , dado que este tiene establecido el valor de 2s.

En este caso, basándose en la teoría de funcionamiento, el multiplicador calcularía su valor de fracción recuperada en base a la línea roja de la figura 18. Por lo que, mediante las siguientes gráficas se va a comprobar si el modelo GD se comporta adecuadamente.

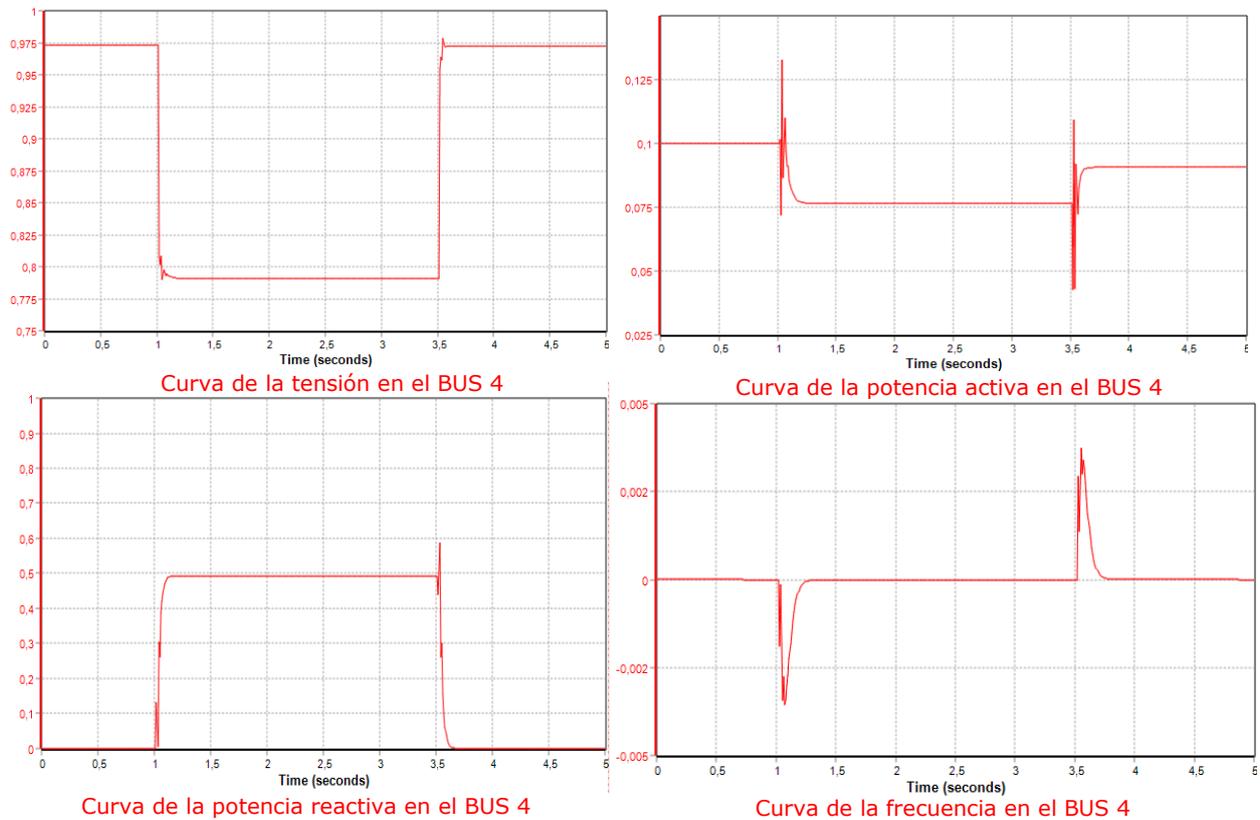


Figura 33: Curvas test 1B

En primer lugar, la curva de tensión muestra la duración exacta del hueco de tensión y su efecto en el terminal del modelo GD. En el bus 4 se da una reducción aproximada de 0.185 pu, hasta que una vez superada la perturbación, la tensión vuelve a estabilizarse. Aunque la diferencia es mínima, la tensión no vuelve a su valor inicial y esta se estabiliza en un valor menor.

En cuanto a la recuperación de la potencia activa, como se puede ver, esta no consigue recuperar toda la proporción de GD. Después de la reducción de potencia durante el periodo de perturbación, una vez superada esta última, la potencia activa de salida se estabiliza en un valor menor. Esto significa que no se ha recuperado la proporción total de la GD debido a la duración de la variación de tensión generada. Por lo tanto, el modelo actúa de acuerdo con los fundamentos teóricos.

En cuanto a la reactiva, al igual que en el caso anterior, el generador produce reactiva durante todo el proceso de perturbación para tratar de elevar la tensión. Una vez superada, vuelve a estabilizarse en un valor de potencia reactiva nulo.

Por último, en cuanto a la frecuencia, en este segundo caso sí que se muestran variaciones algo superiores a las anteriores. De la misma forma, se da un pico de bajada con la reducción de tensión y potencia activa, y un pico de subida al darse la recuperación.

5.3.1.5 Resultados test 1 C

En el tercer caso, el hueco de tensión simulado es de mayores dimensiones dado que alcanza el 0.45 pu. De esta forma, el hueco alcanza un valor menor al límite mínimo v_{l0} , aun así, la perturbación es de una duración reducida por lo que no consigue alcanzar el límite mínimo de tiempo tv_{l0} .

En estas condiciones de funcionamiento, como se ha explicado previamente, si la tensión del terminal es superior a v_{l1} y, durante la perturbación, se reduce por debajo de v_{l1} por menos tiempo que tv_{l1} , se debería de recuperar toda la potencia de la GD.

En este caso, como se puede observar en las siguientes imágenes, al ser el hueco de tensión de mayor magnitud, se genera una mayor caída de tensión en la terminal GD que en el caso 1A. Para el segundo 2, toda la tensión está establecida, por lo que, en comparación con el caso 1A, el generador emplea una velocidad mayor de recuperación.

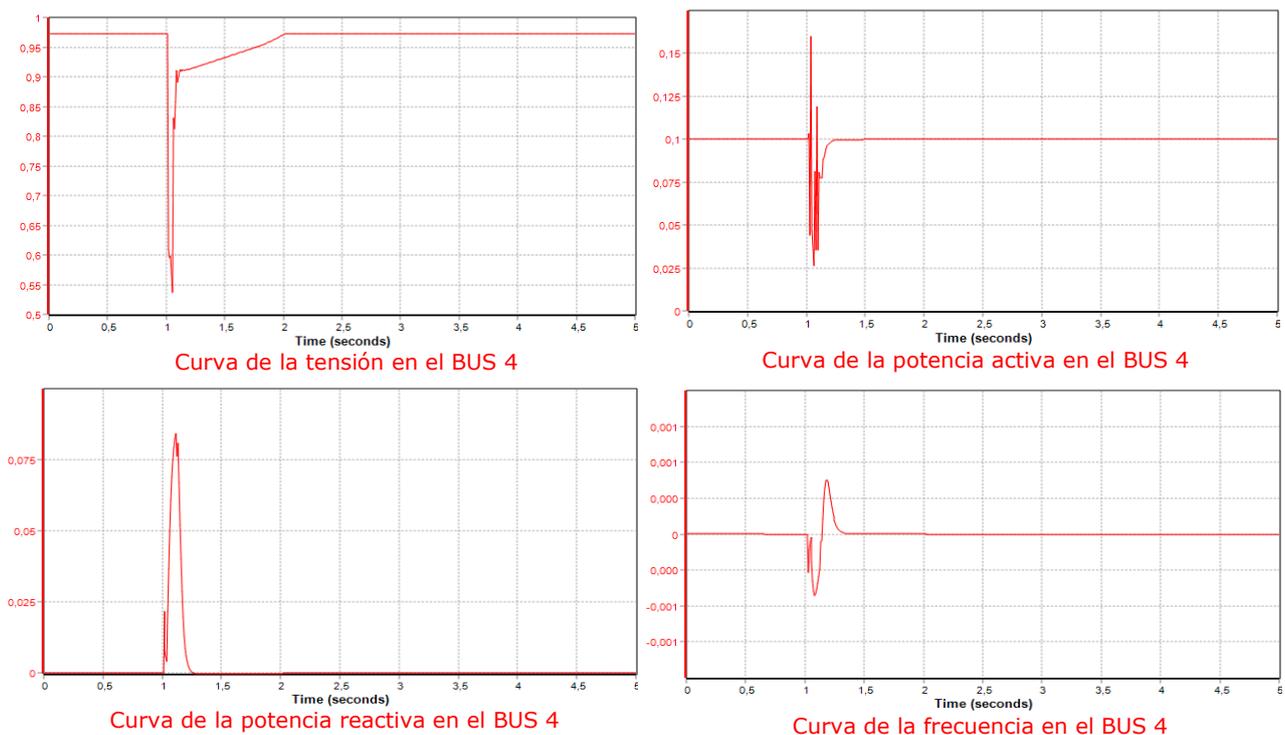


Figura 34: Curvas test 1C

En cuanto a la potencia activa, debido al mayor hueco de tensión se crean mayores oscilaciones en los momentos de la caída y la recuperación de la tensión. Aun así, el modelo funciona correctamente dado que se puede ver como se ha recuperado toda la potencia activa después de la variación de tensión.

Con la potencia reactiva y la frecuencia se mantiene la misma tendencia que en los anteriores casos. En el momento de la perturbación, el generador genera un pico de potencia reactiva durante un periodo de tiempo corto y se da una pequeña variación reductora de frecuencia. Una vez iniciada la recuperación, la potencia reactiva vuelve a cero y la frecuencia aumenta un poco para luego volver a establecerse en su valor inicial.

5.3.1.6 Resultados test 1 D

En el último test de las variaciones de sub-tensión, se simula un hueco de tensión de 0.4 pu de una duración de 0.0834 segundos. Como se puede ver en la representación de las variaciones realizadas, este test alcanza el límite mínimo v_{l0} y se mantiene en ese valor durante un límite de tiempo mayor que tv_{l0} .

En esta situación, el generador debería de disparar toda su capacidad dado que el multiplicador de la lógica de disparo de tensión adoptaría el valor de cero.

En la curva de tensión se puede observar una mayor reducción en la terminal del bus 4 y, aunque no sea una diferencia notoria, la tensión no se estabiliza en el mismo valor que el inicial, sino en uno algo menor.

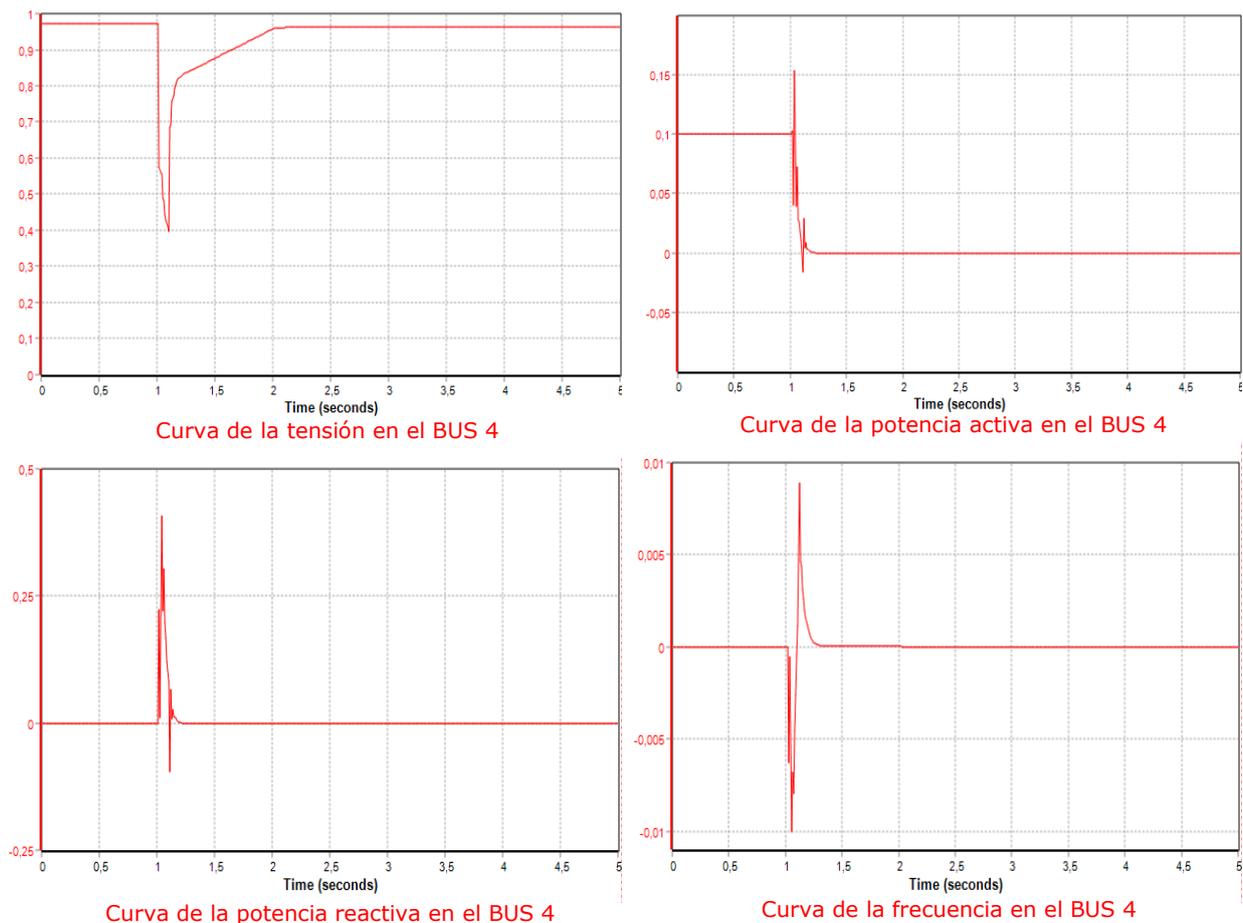


Figura 35: Curvas test 1D

Como se puede ver en, la potencia activa del terminal GD muestra el disparo de la potencia renovable. Dado que la variación supera los límites establecidos, la lógica de disparo de tensión desactiva toda la potencia, adquiriendo esta última un valor nulo.

En la curva de la potencia reactiva, se observa, al igual que en los casos anteriores un gran pico de generación durante la caída de la potencia activa y, un pequeño pico de consumo de reactiva antes de la desconexión del generador, dado que este último sufre una pequeña oscilación alcanzando valores negativos antes de su desconexión total.

La frecuencia, al igual que en los casos anteriores, sufre picos de bajada y subida de acuerdo a la bajada y subida de tensión.

5.3.1.7 Resultados test 1 E

El quinto test, 1 E es el primero de las variaciones de sobre-tensión. El test 1E es semejante al test 1A pero de tipo sobre-tensión.

En este caso, el hueco no incumple ninguno de los límites ni de tensión ni de tiempo, por lo que, la proporción de GD recuperada debería de ser su totalidad.

Como se puede ver en las siguientes figuras, la tensión y la potencia activa confirman la total recuperación de la potencia renovable. En el segundo uno al darse la perturbación se genera un gran pico de tensión y, junto con ello, un pico de potencia activa. Una vez disipada la sobre-tensión, comienza la recuperación de la tensión y potencia. La tensión se recupera en menos de un segundo mediante una rampa lineal y, la potencia activa, después de un pequeño momento de oscilación vuelve a ser una constante lineal, hasta que en el segundo 2 se establece por completo en su valor inicial.

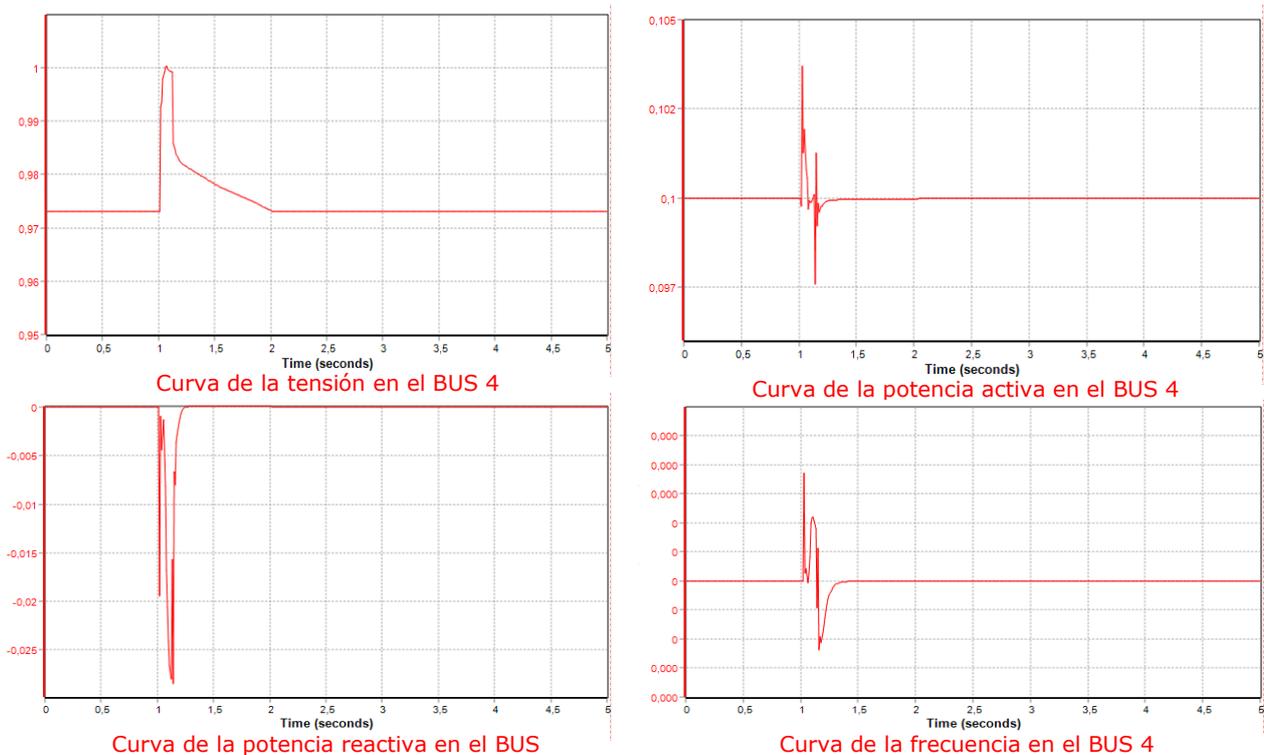


Figura 36: Curvas test 1E

En cuanto a la potencia reactiva, esta se ve afectada por un pico negativo en el momento de perturbación. En este caso, como la variación es de sobre-tensión, la potencia activa y tensión aumentan por lo que el generador tiende consumir potencia reactiva durante ese periodo.

En la frecuencia se perciben algunas variaciones, pero son de magnitud muy pequeña, por lo que no consiguen superar el valor de cero.

5.3.1.8 Resultados test 1 F

El test 1F correspondería con el test 1B pero de tipo de sobre-tensión. En este caso, la subida de tensión se mantiene entre los dos límites v_{h0} y v_{h1} , pero, al ser de larga duración, supera el límite de tiempo superior t_{vh1} .

Por lo tanto, y al igual que en el caso 1B, el multiplicador calcularía su valor de fracción recuperada en base a la línea roja de la figura 18, por lo que, no se recuperaría toda la fracción de la GD.

En la curva de la tensión se puede observar el efecto de la perturbación. En este caso, al darse un crecimiento de tensión del 1.15pu, se puede ver como el efecto en la tensión del terminal es mayor que en el caso anterior. De la misma forma, se puede ver como la tensión se estabiliza en un valor menor al del inicio.

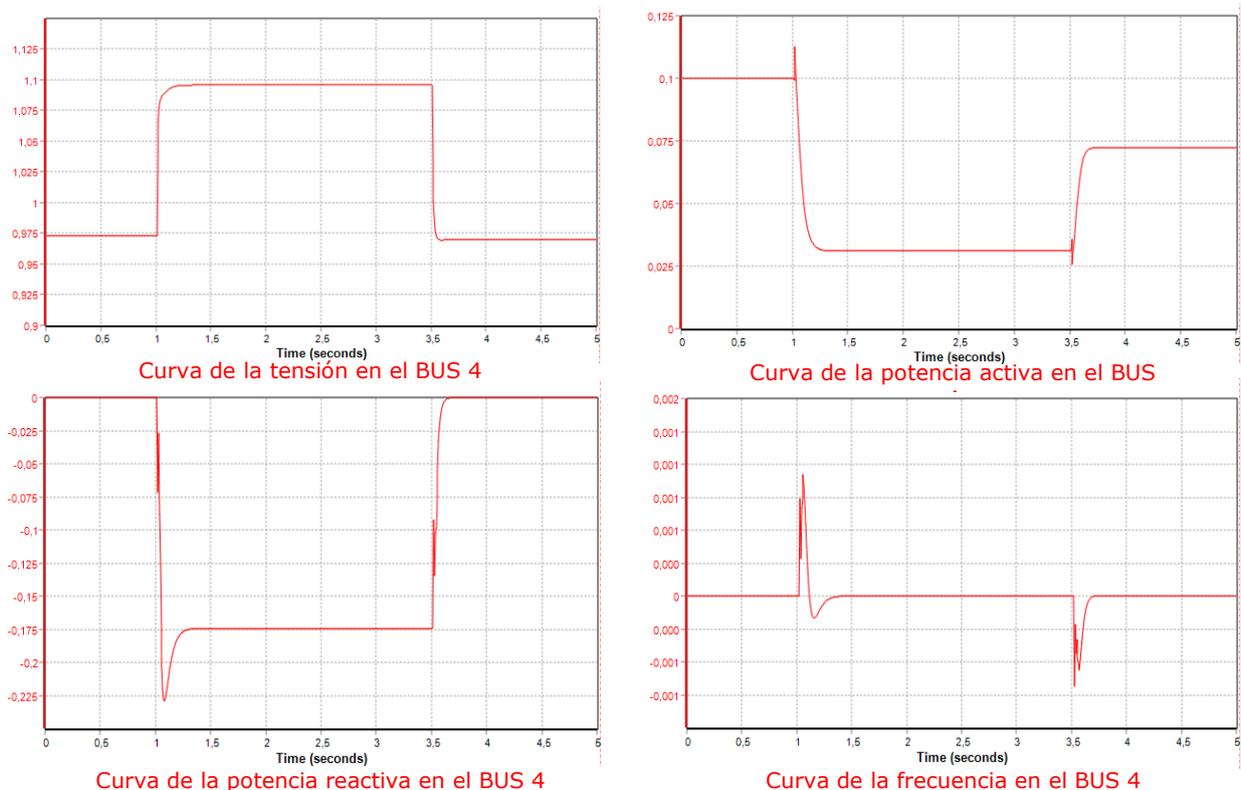


Figura 37: Curvas test 1F

En la curva de la potencia activa se puede ver claramente la pérdida de potencia GD. Durante la falta la potencia se ve considerablemente reducida, y, una vez superada la perturbación, la potencia adopta un valor menor al inicial, que es donde se estabiliza.

La potencia reactiva tiende al consumo de la misma debido al efecto que tiene la sobretensión sobre el generador. Una vez superada la variación, la potencia reactiva vuelve a estabilizarse en un valor nulo.

En la frecuencia, al igual que en los casos anteriores, se crean dos picos, uno ascendente al inicio de la perturbación, y otro negativo al final de la misma junto con el inicio de la recuperación.

5.3.1.9 Resultados test 1 G

Este último test de sobre-tensión consta de una variación del 1.35 pu. Esta subida cruza el límite superior v_{l1} durante un tiempo mayor al límite tv_{l0} , por lo que la unidad GD debería disparar en su totalidad.

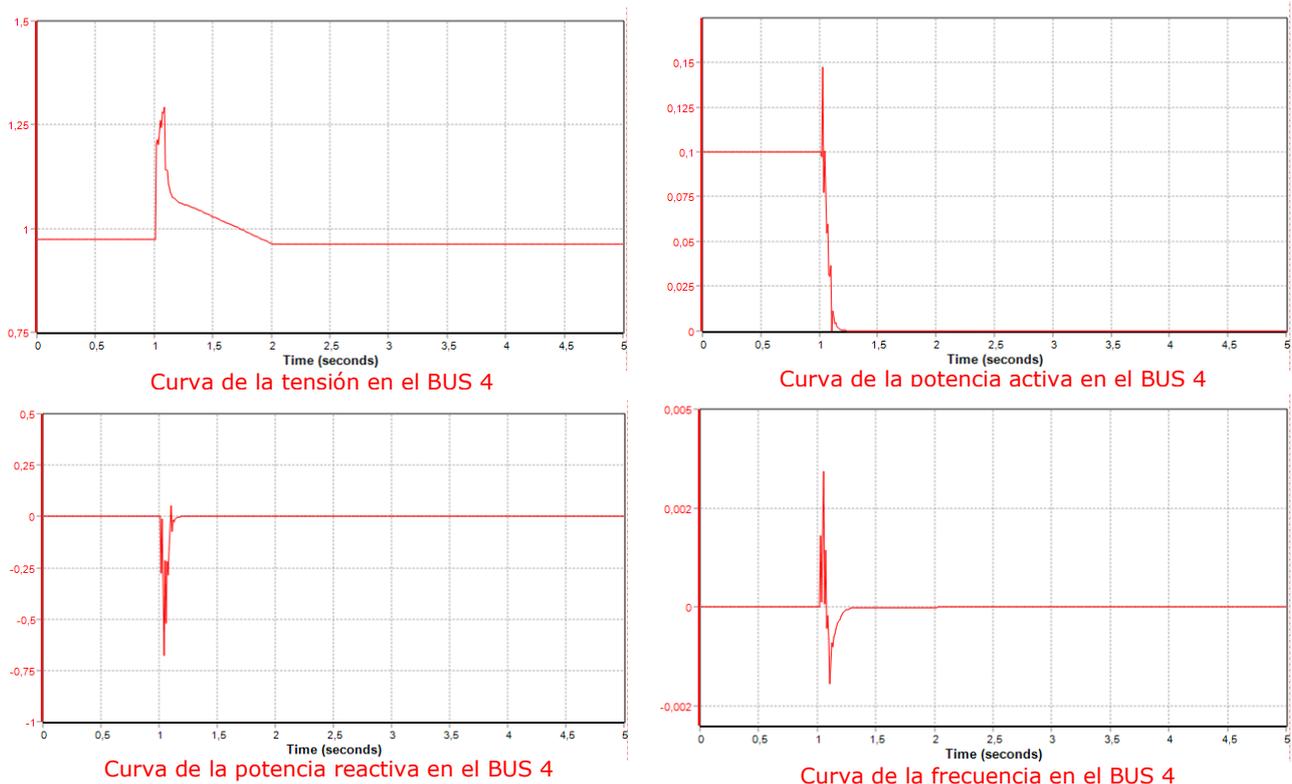


Figura 38: Curvas test 1G

Para empezar, en la curva de la tensión se aprecia el pico ascendente generado por la perturbación y la rampa de recuperación posterior. Como se puede observar en la siguiente figura, la tensión se estabiliza en un valor menor al inicial.

La desconexión de la potencia se muestra en la curva de potencia activa. Con el efecto de la variación de tensión se da un pico momentáneo, pero acto seguido se empieza a dar la desconexión de la potencia renovable hasta que el valor de esta se convierte en nulo.

La potencia reactiva muestra un pico de consumo durante el periodo de perturbación y hasta la desconexión total del generador.

La frecuencia sigue la misma tendencia que en los casos anteriores, en el momento del ascenso de tensión sufre un pico ascendente y cuando este es disipada, en el periodo de recuperación, sufre un pico negativo hasta que vuelve a estabilizarse en su valor inicial 0pu.

5.3.1.10 Resultados test 1 H

El test 1H consiste en una doble variación, primero se da una reducción hasta 0.7pu y después se asciende la tensión hasta 1.2 pu.

Al reducir la tensión esta se sitúa entre los límites v_{l0} y v_{l1} pero supera el límite máximo de tiempo v_{l1} . Cuando se da la subida, esta justo se sitúa sobre el límite máximo v_{h1} , pero también supera el tiempo máximo de t_{vh1} . Por lo que, en estas condiciones el multiplicador adopta el valor de B (véase apartado 4.3.3.3.2), siendo este valor el representativo de la fracción de GD que seguirá conectada.

En la curva de tensión se puede ver que el efecto de la perturbación generada es bastante inmediato. Una vez superada la perturbación, la tensión se establece en un valor menor debido a la desconexión dada.

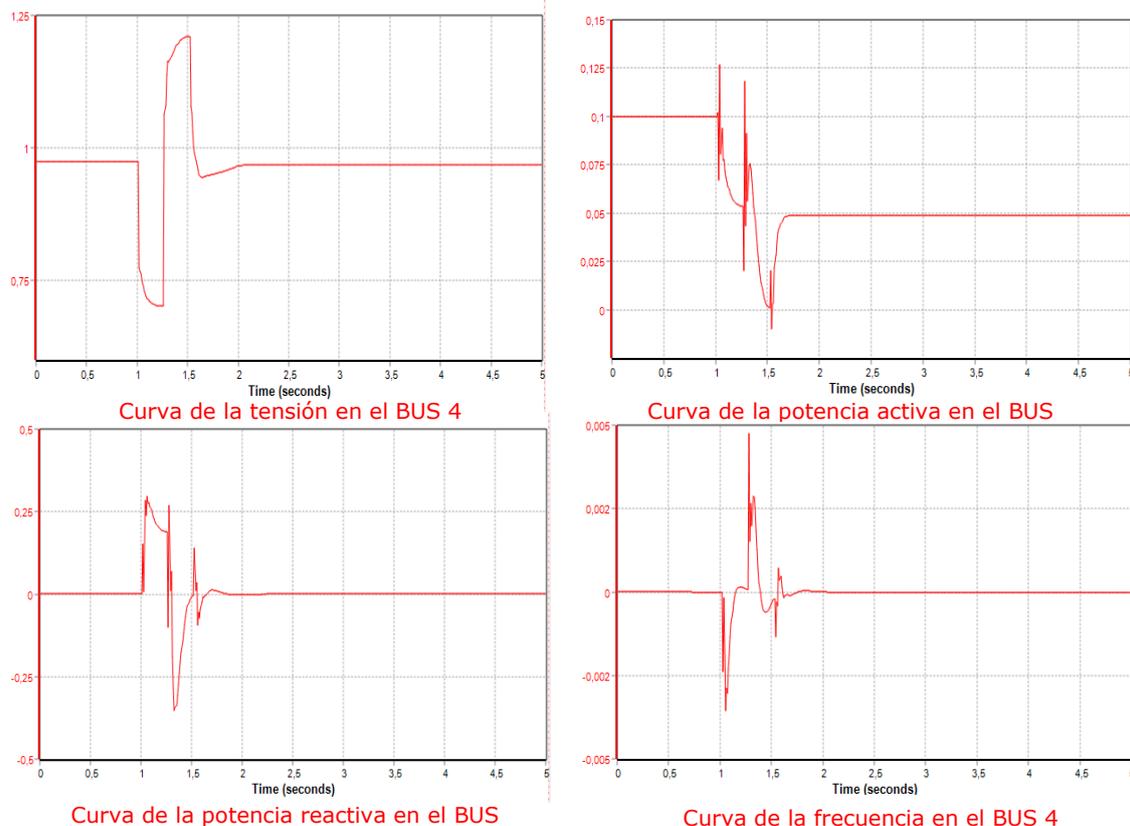


Figura 39: Curvas test 1H

En la curva de la potencia activa se puede ver el efecto de las dos variaciones. Debido a la primera, se generan unas oscilaciones y se aprecia como el generador se va a establecer en un valor de salida de potencia activa menor. Aun así, antes de estabilizarse entra la segunda variación volviendo a generar oscilaciones e incluso un pico negativo de consumo de potencia activa cuando empieza el periodo de recuperación.

Una vez realizada la recuperación, la potencia se estabiliza en un valor menor. La proporción de ese valor de establecimiento sobre el valor inicial es el correspondiente a la fracción de GD que sigue conectada tras la perturbación.

En la potencia reactiva también se pueden ver los efectos de las variaciones de tensión. Con la caída de la tensión y de la potencia se ve un aumento de inyección de reactiva y, al aumentar la tensión y seguir dándose mayor desconexión de la GD, el generador consume potencia reactiva durante aproximadamente 0.25 segundos. Una vez que la tensión y la potencia activa están estables, la potencia reactiva vuelve al valor nulo.

Por último, en la frecuencia también se aprecian los efectos de ambos cambios. Al inicio, con la caída de tensión se da un pico negativo que después se convierte en positivo con el aumento de la tensión. Una vez la tensión recuperada, la frecuencia vuelve a su valor inicial.

5.3.1.11 Resultados test 2A

El test 2A es el primero del grupo de las variaciones de frecuencia. Como se ha mostrado previamente, esta variación no alcanza el límite inferior de fl. Se parte desde el valor inicial de 60Hz y se reduce la frecuencia hasta un valor mínimo de 59.931Hz.

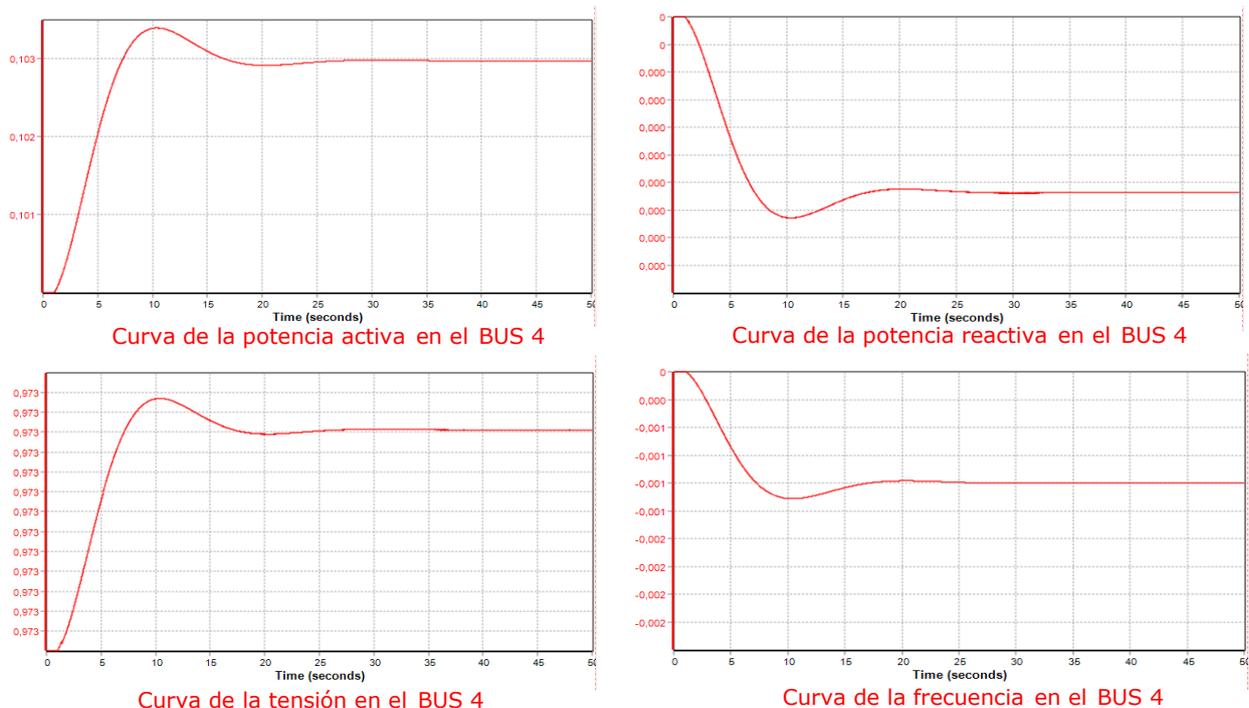


Figura 40: Curvas test 2A

En la anterior imagen, al igual que en los casos previos, se muestran las curvas de la potencia activa y reactiva, la tensión y la frecuencia en el terminal de la GD.

En las anteriores gráficas se puede ver el efecto de la variación de frecuencia. La reducción de frecuencia no es lo suficiente grande para activar el disparo por frecuencia, por lo que, se puede ver mediante la curva de potencia activa, que no se da la desconexión de GD. En el segundo 10 que es el punto de menor amplitud en la variación de frecuencia se puede ver que es el punto de mayor potencia activa, aun así, una vez con la frecuencia estabilizada, la potencia activa adquiere también un valor constante acorde con el de la frecuencia.

En la potencia reactiva también se puede apreciar una variación en su onda, pero, esta variación es tan insignificante que no consigue adquirir otro valor que no sea cero.

Al igual que en la curva de potencia activa, la curva de la tensión adquiere la misma tendencia. En el momento de menor frecuencia se da el pico máximo de tensión, aun así, esta variación tampoco es muy relevante dado que no consigue alcanzar otro valor que no sea el inicial de 0.973pu.

En la frecuencia del BUS 4 se puede ver la variación introducida desde la fuente de tensión y frecuencia ubicada en el BUS 1.

5.3.1.12 Resultados test 2B

Como segundo test de sub-frecuencia se encuentra el 2B. En este caso, al contrario del anterior, esta variación sí que alcanza tanto el límite inferior de fl como el tiempo de tfl, por lo que se debería accionar el disparo de frecuencia y desconectar la GD.

De forma mostrada en la siguiente imagen, el disparo de frecuencia es activado en el momento que la frecuencia supera durante 7.1 segundos el límite de fl. Como se muestra en la curva de la potencia activa, con el inicio de la reducción de frecuencia la potencia aumenta hasta el momento donde se acciona el disparo y esta se reduce hasta cero hasta el final de la simulación.

La curva de la tensión adquiere la misma forma de onda que la de la potencia activa. Con la variación de frecuencia negativa aumenta su valor y, en el momento del disparo reduce su valor aproximadamente 0.01pu manteniéndose constante en el valor final de 0.962pu.

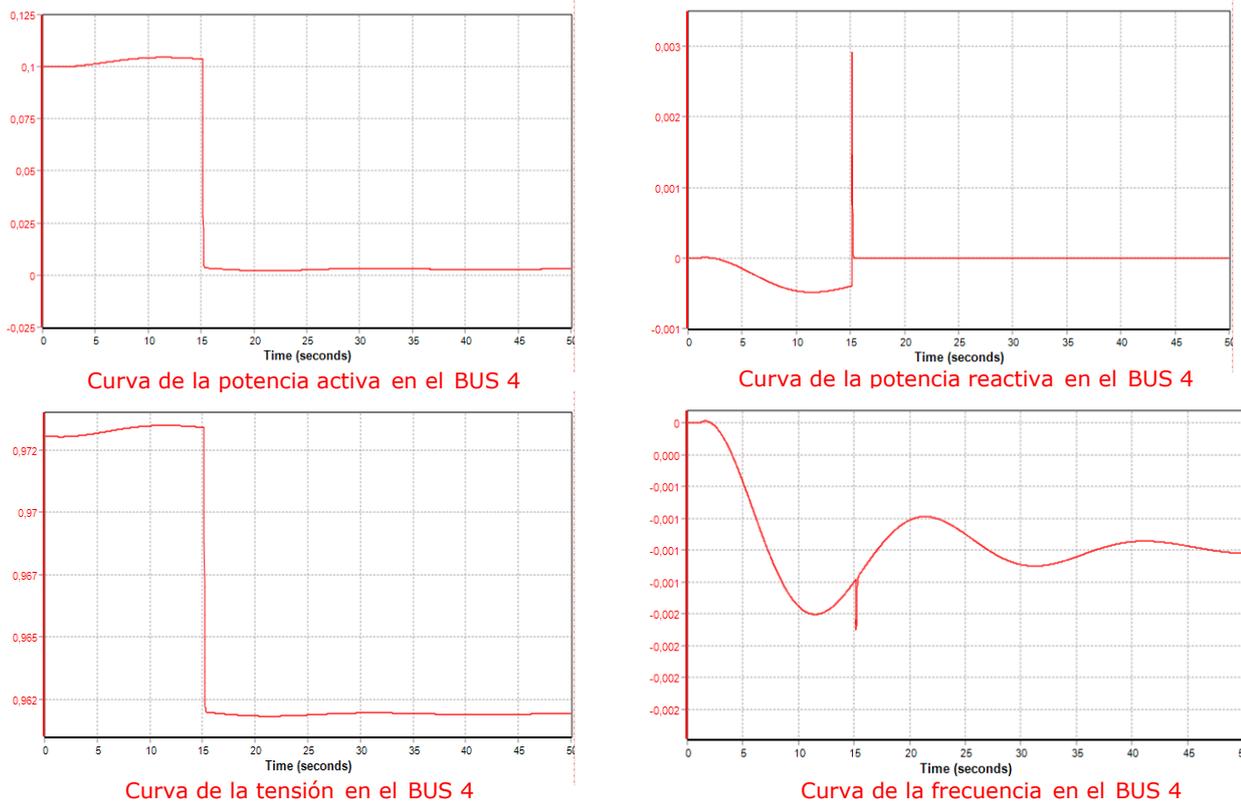


Figura 41: Curvas test 2B

En la curva de la potencia reactiva también se puede observar el efecto del disparo. Con el aumento de tensión hasta el segundo 15, se da un consumo de reactiva. A partir del segundo 15 que es cuando se da el disparo, se crea un gran pico de generación de reactiva a causa del accionamiento de la desconexión GD. Una vez la desconexión efectuada la reactiva vuelve a un valor nulo.

La frecuencia también muestra el momento exacto del disparo. Esta adopta la forma de onda de la variación de frecuencia introducida, pero en el segundo 15 se da un pico negativo debido a la desconexión GD.

5.3.1.13 Resultados test 2C

En tercer lugar, se encuentra el test 2C que es el primero que pertenece al grupo de variaciones de sobre-frecuencia.

En esta simulación la variación de frecuencia realizada no alcanza el límite superior f_h , por lo que no se efectúa ningún tipo de disparo.

Las curvas obtenidas son como las del test 2A, es decir, sin la actuación del sistema de disparo de frecuencia, pero con la tendencia correspondiente al efecto causado por una sobre-frecuencia.

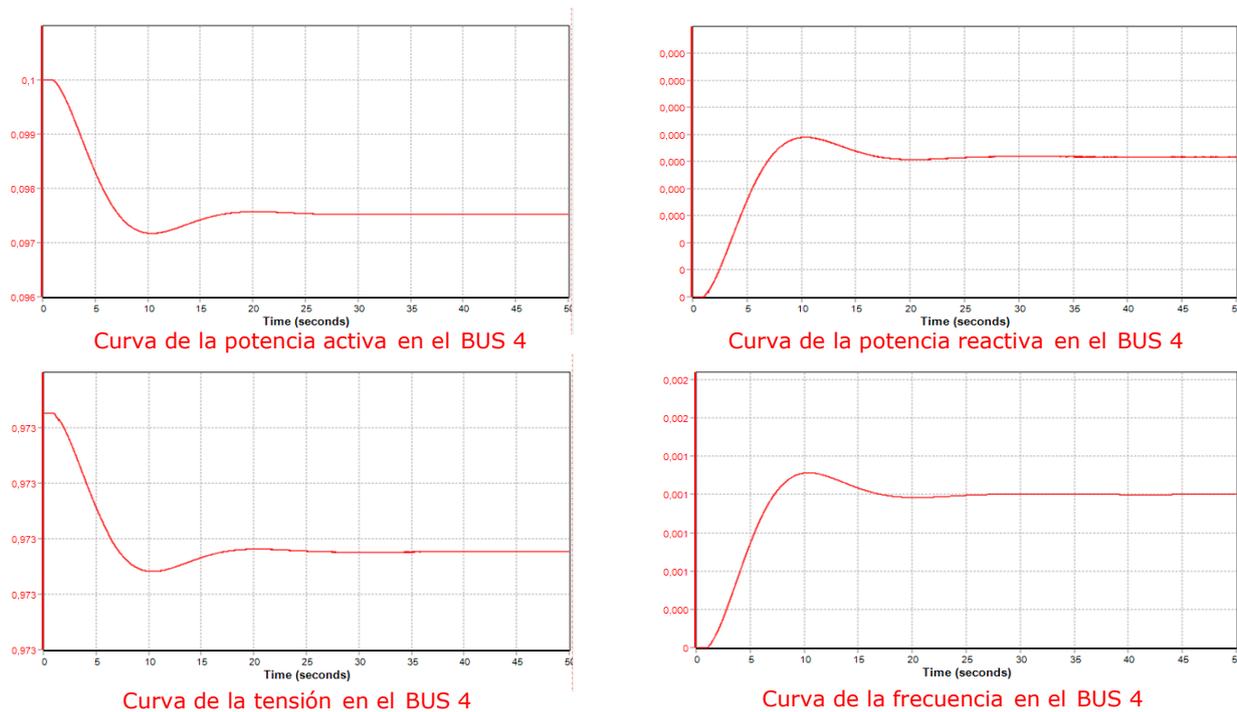


Figura 42: Curvas test 2C

Como se puede ver en la anterior imagen, en el momento donde comienza la variación de frecuencia ascendente, la potencia activa y la tensión descienden hasta que se mantienen constantes al estabilizarse la frecuencia.

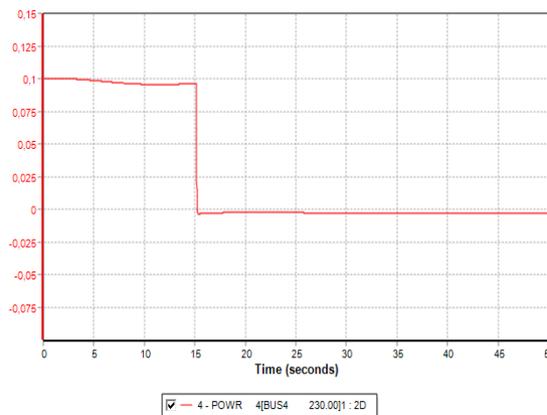
La potencia reactiva adquiere un comportamiento contrario a las dos anteriores curvas, esta aumenta con la reducción de tensión hasta mantenerse constante una vez estabilizada la frecuencia. Aun así, esta variación es tan pequeña que no alcanza ni el valor de 0.0001pu.

5.3.1.14 Resultados test 2D

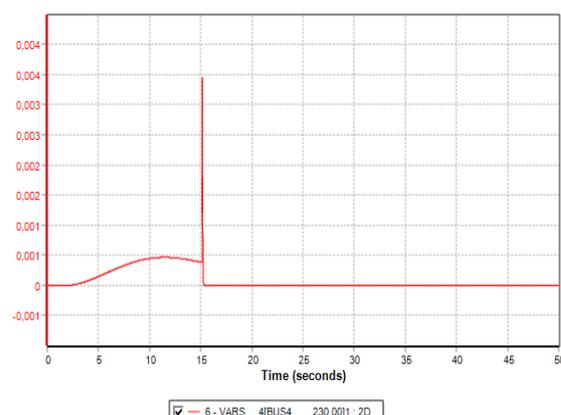
Por último, se encuentra el test 2D, esta simulación corresponde a la variación de sobre-frecuencia que acciona el disparo de frecuencia mediante el alcance del límite superior.

Esta variación supera el límite f_h de 60.07Hz durante más de 7.1 segundos por lo que el sistema de disparo de frecuencia es activado.

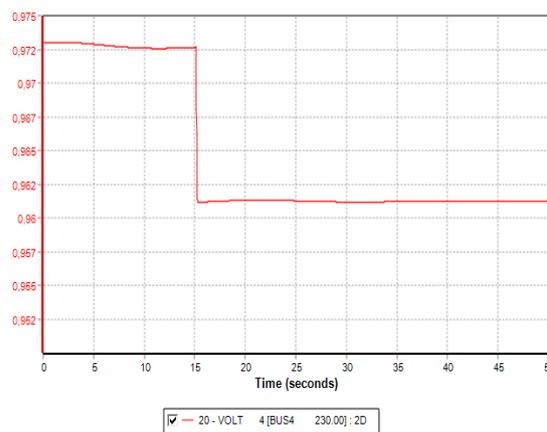
Las curvas adquieren el mismo comportamiento que en el caso del disparo por sub-frecuencia. La curva de potencia activa empieza a disminuirse acorde la variación de frecuencia aumenta hasta que la frecuencia alcanza el valor f_h durante más tiempo que t_{fh} . En ese instante se dispara la GD y toda la potencia activa adquiere el valor de cero.



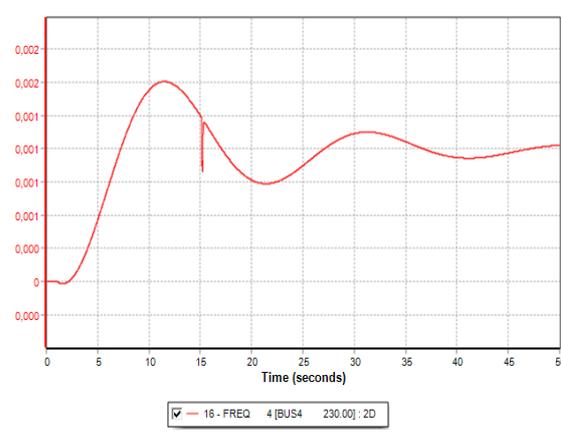
Curva de la potencia activa en el BUS 4



Curva de la potencia reactiva en el BUS 4



Curva de la tensión en el BUS 4



Curva de la frecuencia en el BUS 4

Figura 43: Curvas test 2D

La curva de la tensión tiene la misma forma que la de la potencia activa solo que su reducción debido a la desconexión de GD es mucho menor. El valor inicial de la tensión se encuentra en 0.973 pu, y el valor establecido después del disparo se encuentra en aproximadamente 0.961pu.

La potencia reactiva también muestra el efecto de la desconexión de la GD. De acuerdo la tensión se reduce por el aumento de frecuencia, el generador realiza una inyección de potencia reactiva hasta que en el momento del disparo de frecuencia se da un pico de inyección. Una vez desactivada la GD la potencia reactiva vuelve a su valor inicial de cero.

La frecuencia también muestra el efecto del disparo. Esta adquiere la tendencia de la variación introducida en el BUS 1 hasta que en el segundo 15 se muestra un pico debido al disparo.

5.3.2. Caso base con y sin modelización de GD

En este segundo estudio, como se ha mencionado previamente, se pretende mostrar las diferencias obtenidas en los resultados de las simulaciones cuando la GD es modelizada o no.

Como se ha explicado previamente en el apartado 4.3, existen diferentes opciones de representar la GD dependiendo del nivel de penetración existente. Cuando el nivel de penetración de GD es reducido suele emplearse el método de la carga neta, que consiste en restar la potencia de la GD al valor de la carga instalada en el bus de conexión de la GD. En casos de niveles de penetración alta, es recomendable la modelización de la GD para poder obtener resultados realistas y fiables.

Por ello, en este estudio se emplean tres escenarios diferentes. Un caso base, el mismo caso, pero aplicando el método de carga neta y un último caso con la GD modelizada.

Para todos ellos, se emplea el sistema de 9 buses recogido en la siguiente figura, que muestra la solución del flujo de cargas en la situación del caso base, correspondiente a la situación sin GD:

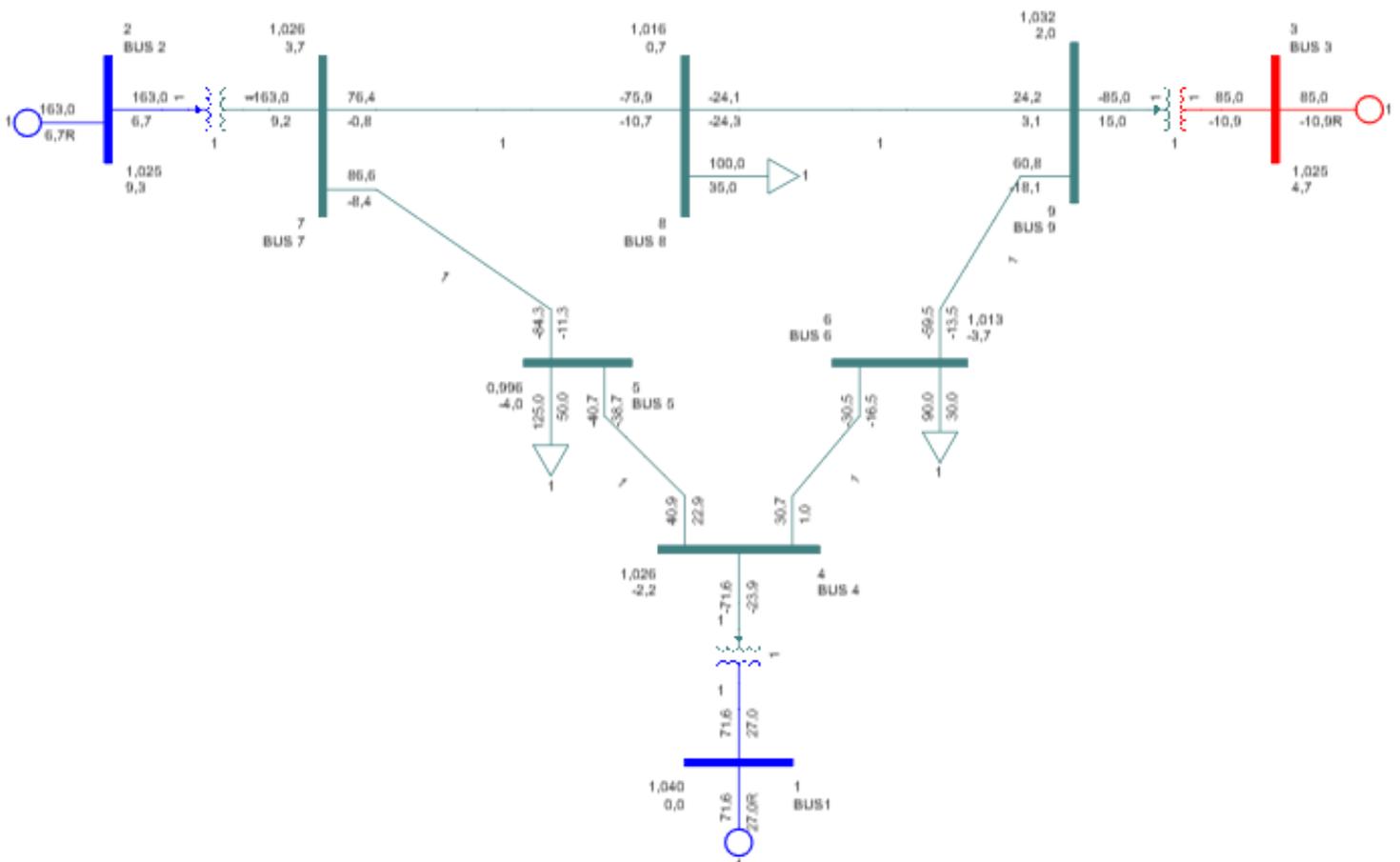


Figura 44: Sistema base 9 buses

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

Como se puede observar, el sistema cuenta con tres generadores convencionales situado cada uno de ellos en cada extremo. En este escenario de partida, no existe ninguna unidad de GD por lo que toda la aportación a las cargas proviene de generación convencional.

Para la realización de simulaciones el modelo de red se ha completado con el modelo dinámico de cada generador junto al de su regulador de velocidad y al de su sistema de excitación. En la siguiente tabla se define el modelo de generador que se emplea para cada uno de ellos al mismo tiempo que se muestran los modelos utilizados para los elementos principales del generador y su potencia total.

Tabla 14: Características de los generadores convencionales

Nº de bus	Generador	Excitador	Estabilizador	Gobernador	Potencia
1	GENSAL	IEEET1	PSS2A	IEESGO	75 MW
2	GENROU	IEEET1	PSS2A	IEESGO	165 MW
3	GENROU	IEEET1	PSS2A	IEESGO	85 MW

En cuanto a las cargas, existen tres en el sistema empleado y cuentan con las siguientes potencias y ubicaciones:

Tabla 15: Características de las cargas

Número de bus	Potencia de carga
5	125 MW
6	90 MW
8	100 MW

Los datos correspondientes a las líneas y transformadores son los recogidos en las siguientes dos tablas.

Tabla 16: Características de las líneas

Desde BUS	Hasta BUS	R(pu)	X(pu)	B de carga (pu)
4	5	0.01	0.085	0.176
4	6	0.017	0.092	0.158

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

5	7	0.032	0.161	0.306
6	9	0.039	0.17	0.358
7	8	0.0085	0.072	0.149
8	9	0.0119	0.1008	0.209

Tabla 17: Características de los transformadores

Desde BUS	Hasta BUS	Rt
1	4	1
2	7	1
3	9	1

Por lo que, como caso base y primer escenario, se empleará el sistema previamente descrito sin realizar ninguna modificación.

En cuanto al segundo escenario, este corresponde al obtenido mediante la aplicación del método de carga neta al sistema anterior. Es decir, se supone la instalación de una unidad GD de 25MW en el bus 5, por lo que, se ha restado este valor a la carga total de ese mismo bus, obteniendo así, una carga de 100MW.

Por último, el tercer escenario corresponde al mismo sistema que el primer escenario, pero con una unidad de GD conectada en el bus 5. Esta unidad va a ser representada mediante el modelo DER_A y cuenta con una potencia total de 25MW.

En resumen, las principales diferencias entre los tres escenarios se definen en la siguiente tabla:

Tabla 18: Resumen de los cambios entre diferentes escenarios

	Generador BUS 5	Carga BUS 5
Escenario 1	-	125MW
Escenario 2	-	100MW
Escenario 3	GD 25MW	125MW

Para realizar las simulaciones se ha aplicado la misma perturbación y en la misma ubicación en todos los escenarios. La perturbación consiste en una falta trifásica en el BUS 1 con una impedancia de falta de $-2000000000j$ MVA y con una duración de 0,2 segundos. Mediante esta falta, se pretende identificar las diferencias en los resultados mediante la no modelización, la carga neta y la modelización.

5.3.2.1 Resultados

Una vez aplicada la perturbación se procede a identificar las diferencias de comportamiento entre los tres escenarios.

Para empezar, se analizan las ondas de las potencias de cada generador convencional del sistema. Como se puede observar en las siguientes señales, el comportamiento de la potencia de los tres escenarios mantiene la misma tendencia en todos los buses.

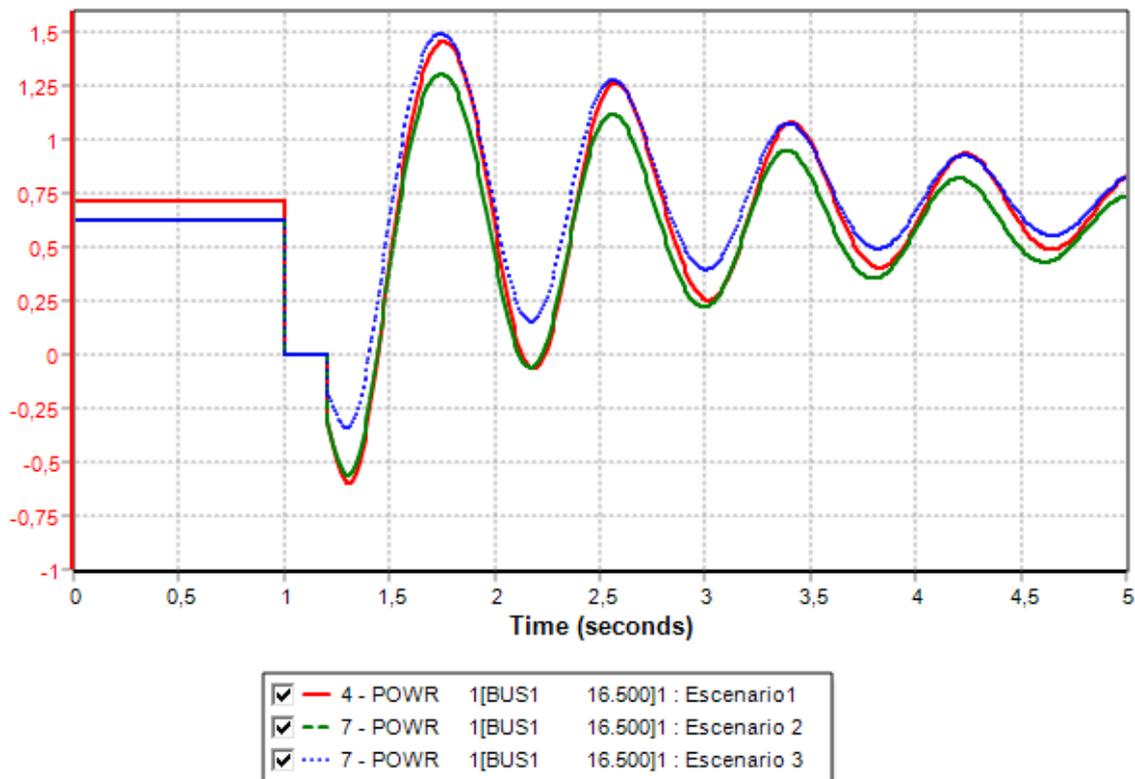


Figura 45: Ondas de la potencia en el BUS 1

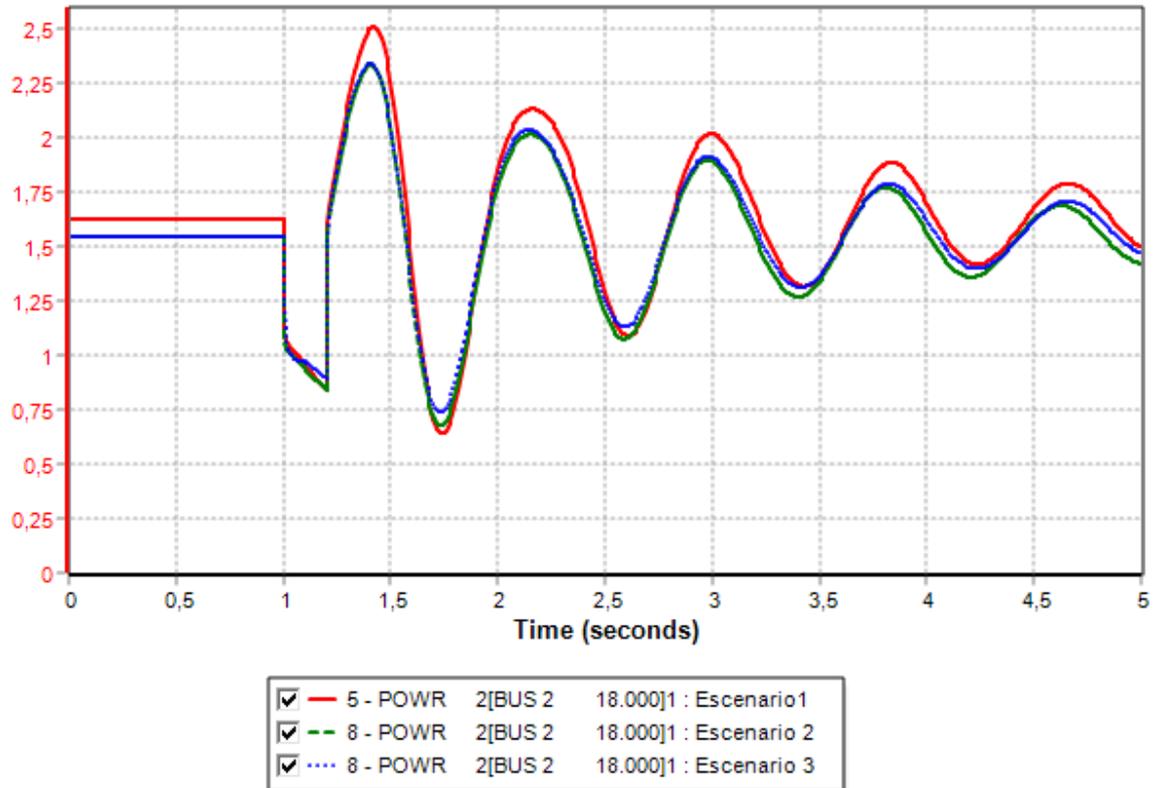


Figura 46: Ondas de la potencia en el BUS 2

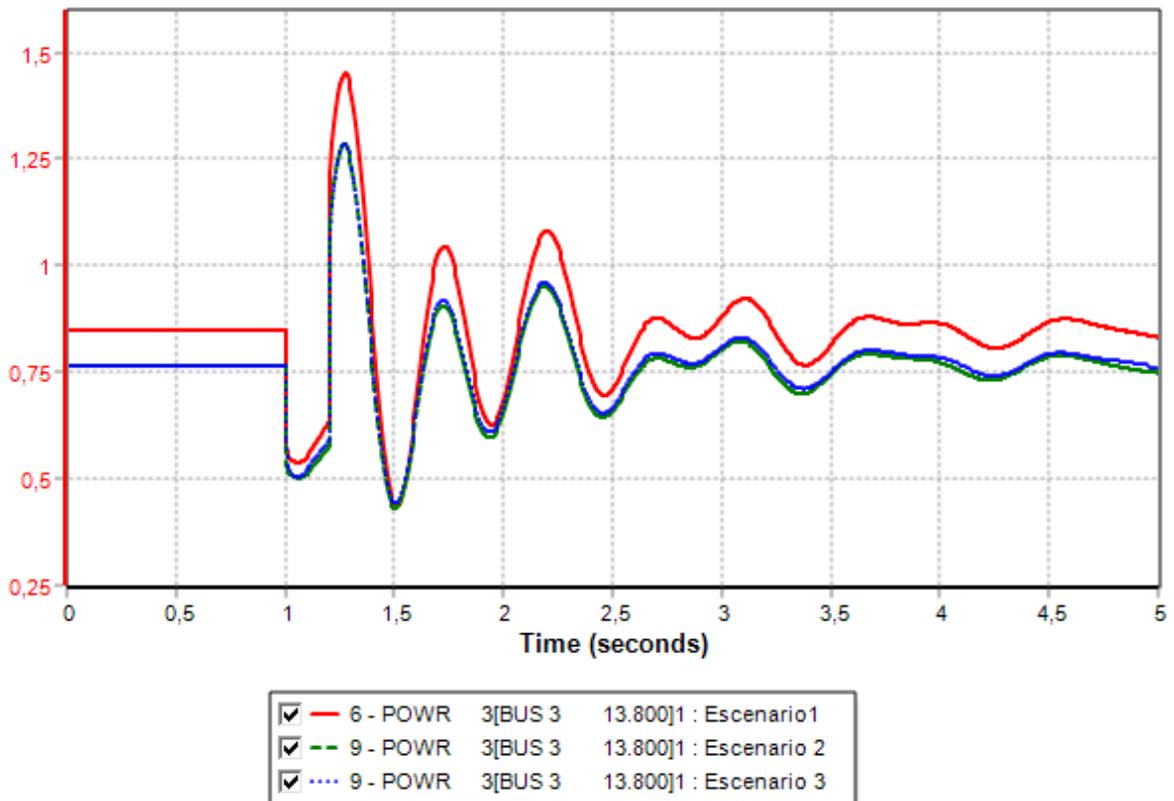


Figura 47: Ondas de la potencia en el BUS 3

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

En el inicio de las simulaciones se ve una reducción de potencia tanto en el escenario 2 como en el 3, que es donde se aplica la carga neta y la modelización de la GD respectivamente, la potencia de los generadores convencionales se ve reducida debido a la implementación de la GD, por lo que, la potencia que suministran los mismos es menor respecto a la que suministrarían en el primer escenario.

En primer lugar, se presenta la figura con las curvas del BUS 1. Esta figura es la que mayores diferencias muestra entre los tres escenarios dado que es la localización de la falta. Una vez despejada la falta, la curva del escenario 3 comienza antes que los dos restantes la recuperación, por lo que, obtiene oscilaciones mayores a las del escenario con método de carga neta. Debido a este comportamiento, la GD modelizada alcanza el valor inicial de potencia activa antes que el escenario 2.

Como se puede ver en las siguientes dos figuras a la figura 45, durante la falta y una vez superada la misma, las ondas del escenario 2 y 3 son casi iguales a excepción del bus donde se da la falta. Esto es debido al pequeño nivel de penetración de GD, donde al ser pequeña la potencia instalada, no se dan diferencias relevantes y debido a la distancia desde el punto de falta, acorde se aumenta la distancia los efectos de modelizar la GD se van atenuando.

Por otro lado, también se van a analizar las diferencias en el punto de conexión de la GD. En la siguiente figura se muestra la onda de tensión del BUS 5, que es donde se da la conexión de la GD.

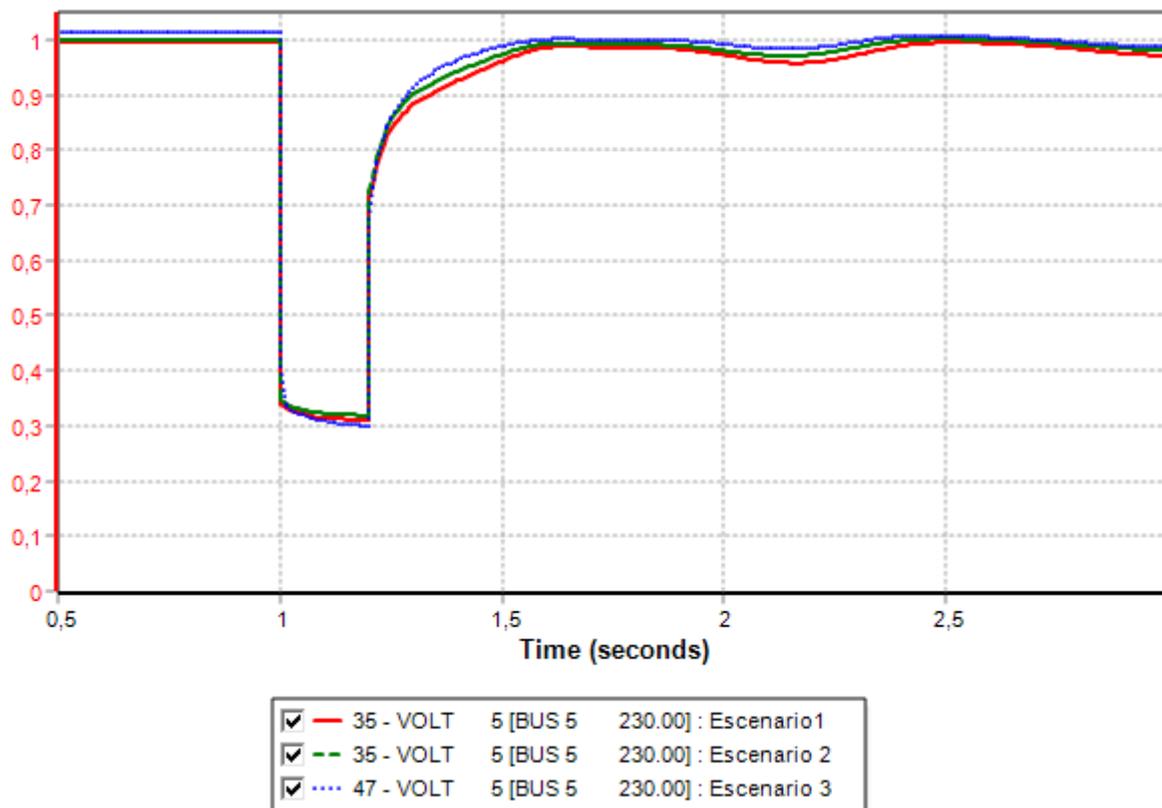


Figura 48: Ondas de la tensión en el BUS 5

Como se puede ver en la representación, en el tramo de recuperar la estabilidad se aprecian diferencias, pero estas son reducidas.

En el momento de falta, aunque los tres escenarios adquieran un comportamiento muy parecido, se aprecia que la reducción de tensión es algo mayor en el escenario 3, donde la GD es modelizada.

Por otro lado, en la recuperación de potencia tras la falta, el escenario 3 muestra una recuperación más rápida que el resto de los escenarios. Esto se debe al comportamiento de la GD y de la actuación que esta tenga frente a la recuperación de potencia.

Se debe tener en cuenta que estas simulaciones se han realizado con un pequeño nivel de penetración de GD. A modo que aumente la penetración de la GD y su potencia, las mencionadas diferencias se hacen más visibles, relevantes y mayores, por lo que, es imprescindible la modelización de la GD para poder determinar el comportamiento real del sistema.

5.3.3. Modelo DER_A: integración de GD

En este tercer estudio se proponen diferentes escenarios con una mayor integración de GD para poder observar adecuadamente su comportamiento.

En este caso, se emplea el sistema eléctrico del apartado 5.3.2, es decir, el sistema complejo de 9 buses (véase figura 44). Este sistema cuenta, como se ha mencionado previamente, con 3 generadores convencionales y 3 cargas que corresponden con las características de modelado definidas en las tablas 14,15,16 y 17 del apartado 5.3.2.

Estos elementos están distribuidos de la forma que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 19: Situación inicial de los generadores y cargas

Número de bus	Potencia de generador	Potencia de carga
1	75 MW	-
2	165 MW	-
3	85 MW	-
5	-	125 MW
6	-	90 MW
8	-	100 MW

De esta forma, se ha querido sustituir la potencia de generación convencional por generación distribuida y ver el efecto creado por esta nueva situación mientras se analiza el funcionamiento del DER_A en un sistema más complejo y con la interferencia de otros equipos generadores.

Para ello, se propone la integración de tres unidades de GD. Dado que la principal característica de la GD es satisfacer demanda cercana, estas unidades serán ubicadas en los buses de carga, es decir, en los buses 5, 6 y 8.

Se instalan tres unidades GD totalmente idénticas y de 50 MW, que serán representadas por el modelo DER_A. Esta ha sido la configuración seleccionada dado que permite analizar un caso de elevada integración GD capaz de suministrar aproximadamente la mitad de la carga, pero manteniendo un escenario realista.

Por lo que, la distribución de generadores y cargas se modifica a la siguiente configuración:

Tabla 20: Situación final de los generadores y cargas

Número de bus	Potencia de generador	Potencia de carga
1	35 MW	-
2	105 MW	-
3	35 MW	-
5	50 MW	125 MW
6	50 MW	90 MW
8	50 MW	100 MW

De esta forma, se pretende analizar el funcionamiento del modelo DER_A mientras la potencia convencional es sustituida por generación renovable.

Para ello, se proponen diferentes estudios que serán los explicados a continuación. En estos estudios la GD se someterá a diferentes perturbaciones y situaciones mientras sus principales parámetros y controles son modificados con la finalidad de analizar los diferentes modos de funcionamiento.

Los estudios realizados se van a dividir en tres grupos principales, es decir, una comparación entre la modelización de GD y el método de carga neta y, luego, unas simulaciones con controles habilitados y deshabilitados para determinar las reacciones del modelo DER_A. De esta forma, se podrá identificar la relevancia de los controles en el funcionamiento adecuado.

5.3.3.1 Caso base con y sin modelización GD con mayor penetración

Al igual que se ha hecho previamente en el apartado 5.3.2, ahora también se van a realizar las mismas simulaciones con intención de ver la importancia de modelizar la GD pero con escenarios de mayor penetración renovable.

El sistema empleado corresponde al mismo que en el apartado 5.3.2 es decir, el sistema de 9 buses, y todas las características del sistema descritas previamente han sido mantenidas de la misma forma que en el apartado anterior.

La diferencia principal de este caso frente al anterior es la potencia GD instalada, es decir, el nivel de penetración GD existente en el sistema. Como se ha mencionado anteriormente, han sido instalados 150MW de GD repartidos mediante 3 unidades de 50MW.

De esta forma, se definen tres escenarios a analizar. El caso base que corresponde al escenario 1 donde la GD no es representada de ninguna forma, el escenario 2 que corresponde con el método de carga neta donde se realiza la reducción de carga correspondiente a la potencia GD instalada y, el tercer escenario, donde la GD es modelizada mediante el modelo DER_A.

Las principales diferencias entre los tres escenarios son recogidas en la siguiente tabla:

Tabla 21: Resumen de los cambios entre diferentes escenarios

	Generador BUS 5	Generador BUS 6	Generador BUS 8	Carga BUS 5	Carga BUS 6	Carga BUS 8
Escenario 1	-	-	-	125MW	90MW	100MW
Escenario 2	-	-	-	75MW	40MW	50MW
Escenario 3	GD 50MW	GD 50MW	GD 50MW	125MW	90MW	100MW

Para realizar las simulaciones se ha aplicado la misma perturbación y en la misma ubicación en todos los escenarios. La perturbación consiste en una falta trifásica en el BUS 1 con una impedancia de falta de $-2000000000j$ MVA y con una duración de 0,2 segundos. Mediante esta falta, se pretende identificar las diferencias en los resultados mediante la no modelización, la carga neta y la modelización.

5.3.3.1.1 Resultados

Una vez las simulaciones realizadas con los datos previamente descritos, se procede a analizar los resultados de las mismas

Se van a mostrar las gráficas correspondientes a las curvas de la potencia activa de los generadores ubicados en los buses 1,2 y 3. Después también se van a mostrar las curvas de la tensión de cada generador distribuido en cada escenario.

De esta forma se pretende poder comparar la diferencia de comportamiento en cada escenario debido al método de representación empleado.

En primer lugar, se presentan las curvas de las potencias activas. En este caso, a diferencia del anterior, como la penetración de GD es mayor, es posible distinguir diferencias más notorias que con el nivel de integración GD reducido.

Como se puede ver en la siguientes tres figuras, la curva correspondiente al escenario 1, es decir, donde no se modeliza ni se tiene en cuenta la GD, muestra grandes diferencias

***Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red***

frente al escenario 3, donde la GD es modelizada. De esta forma se muestra la importancia de modelizar la GD.

Al inicio de la simulación, se puede observar como cada generador produce una salida de potencia estable. El escenario 1 muestra un mayor valor de salida debido a que en los siguientes dos escenarios se ha reducido la potencia de cada generador convencional a causa de haber tenido en cuenta la GD. De esta forma, en el estado inicial, tanto para el escenario 2 como 3 se representa una única curva dado que ambos proporcionan la misma potencia.

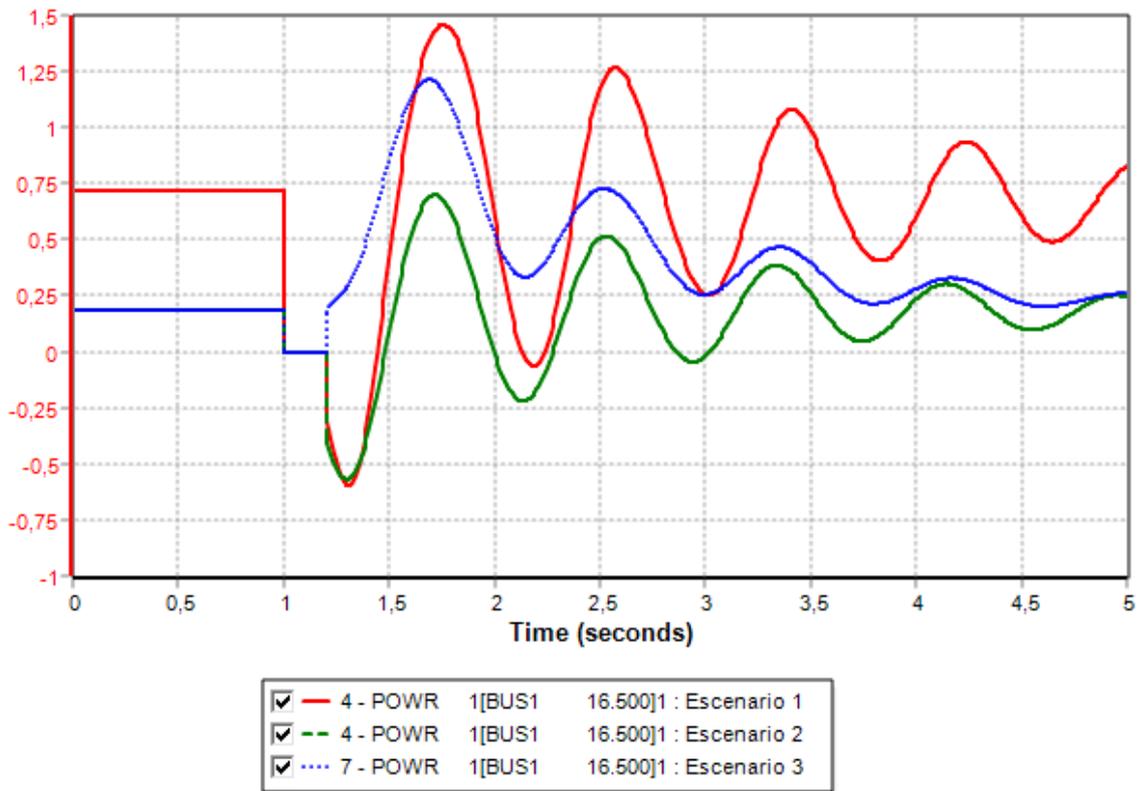


Figura 49: Ondas de la potencia activa en el BUS 1

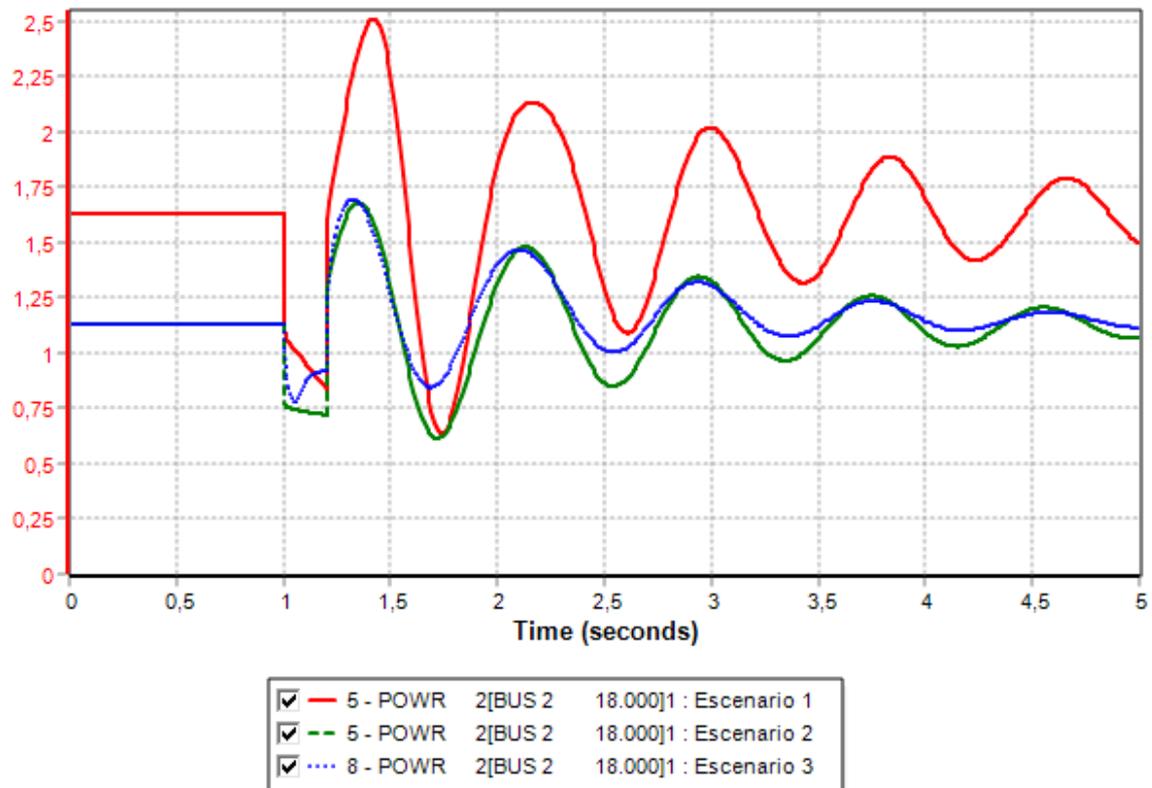


Figura 50: Ondas de la potencia activa en el BUS 2

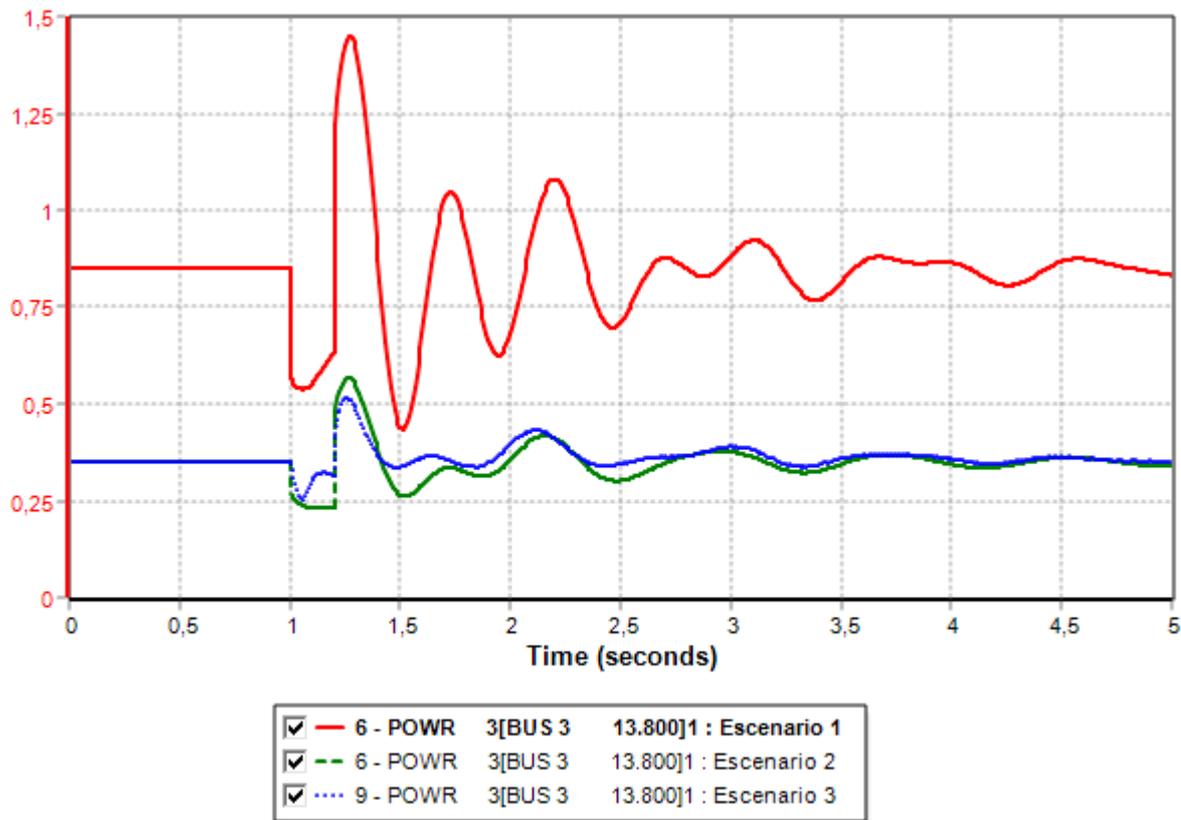


Figura 51: Ondas de la potencia activa en el BUS 3

Una vez iniciada la falta, en el segundo 1, empiezan a distinguirse las diferencias. En el caso del gráfico del BUS 1, las tres curvas alcanzan el cero dado que es la localización donde se da la falta, pero, en los siguientes dos gráficos se pueden observar diferencias de comportamiento en las condiciones de falta.

En el caso de la carga neta, durante la falta, alcanza valores menores durante más tiempo. En cambio, con la GD modelizada se puede ver un pico reductor al inicio de la falta, pero antes de darse la disipación de falta, la potencia muestra una pequeña rampa ascendente, aumentando así, el valor de la potencia activa durante la falta. Este comportamiento se da debido a los controles que tiene integrados el modelo, dado que en el escenario 1 y 2 estos no son considerados.

Una vez superada la falta, en el bus donde se da la falta, la curva del escenario 3 muestra una tendencia diferente al resto. Para empezar, las curvas del escenario 1 y 2 sufren una oscilación negativa, al contrario que el escenario 3, que una vez superada la falta muestra una recuperación positiva hasta alcanzar la oscilación positiva. Esto, también se debe a los controles que incluye el modelo de GD, mostrando de esta forma el comportamiento más realista de los tres escenarios. Al mismo tiempo, las oscilaciones que muestra el caso con la representación de GD son mayores a las del caso de carga neta, aun así, la estabilidad es alcanzada antes por el escenario 3.

En cuanto a los buses 2 y 3, las tendencias de las curvas son más parecidas. El escenario 1 muestra unas oscilaciones mucho mayores respecto a los otros dos escenarios. Entre el

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

caso de carga neta y la modelización de GD, el escenario 2 muestra amplitudes mayores en sus oscilaciones, aun así, alcanzan la estabilidad en tiempos muy parecidos.

El comportamiento en los buses 5, 6 y 8 que es donde se ubican las cargas y las unidades GD en el escenario 3 se muestra mediante las siguientes imágenes de las curvas de tensión.

Como se puede ver en las siguientes figuras, la caída de tensión, en base a los casos que consideran la GD, es mayor cuando esta última es modelizada, es decir, en el escenario 3. Aunque la tensión del escenario 3 muestra una caída más ralentizada de tensión, esta es la que alcanza el valor más reducido.

En cuanto al comportamiento tras la recuperación de falta, el escenario 2 y 3 muestran mayor rapidez a la hora de alcanzar la tensión. Aun así, el caso del método de carga neta alcanza antes el valor inicial dado que sus oscilaciones comienzan en un valor superior que las del escenario 3. En el caso de la GD modelizada se dan oscilaciones más lentas y profundas requiriendo mayor tiempo para alcanzar el valor inicial de tensión.

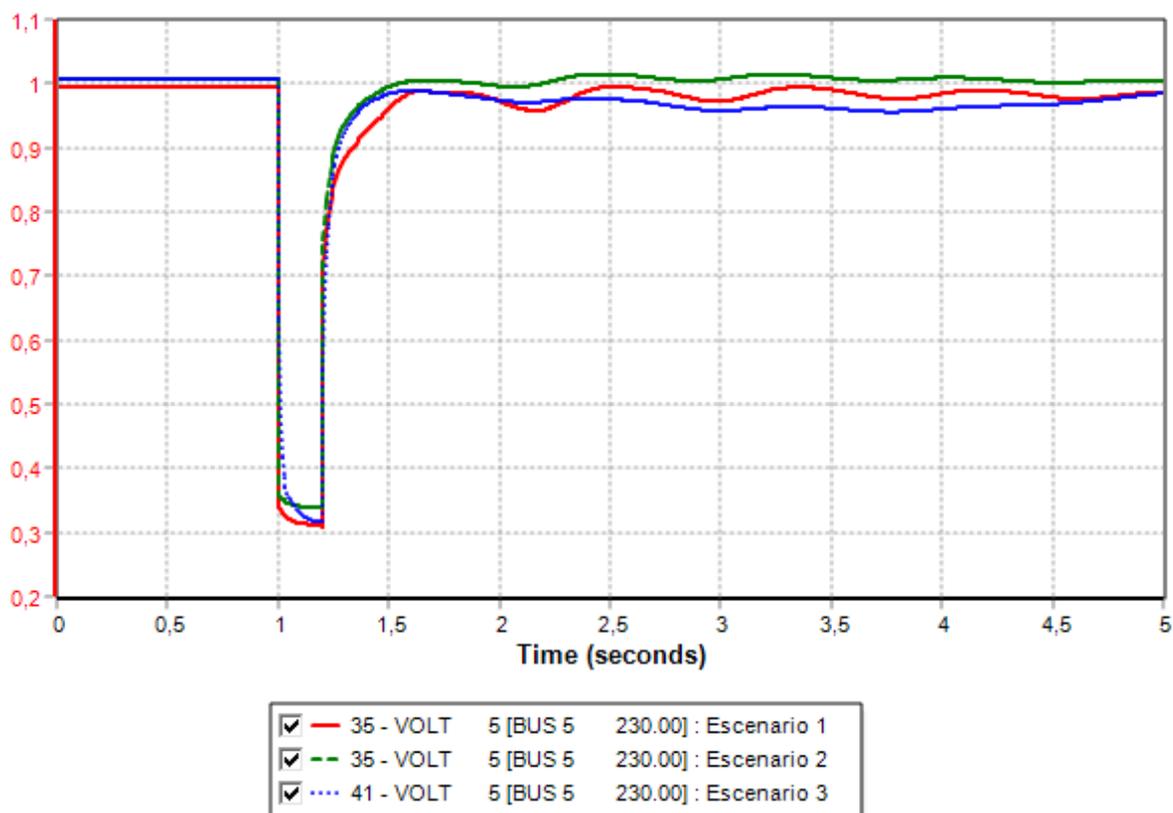


Figura 52: Ondas de la tensión en el BUS 5

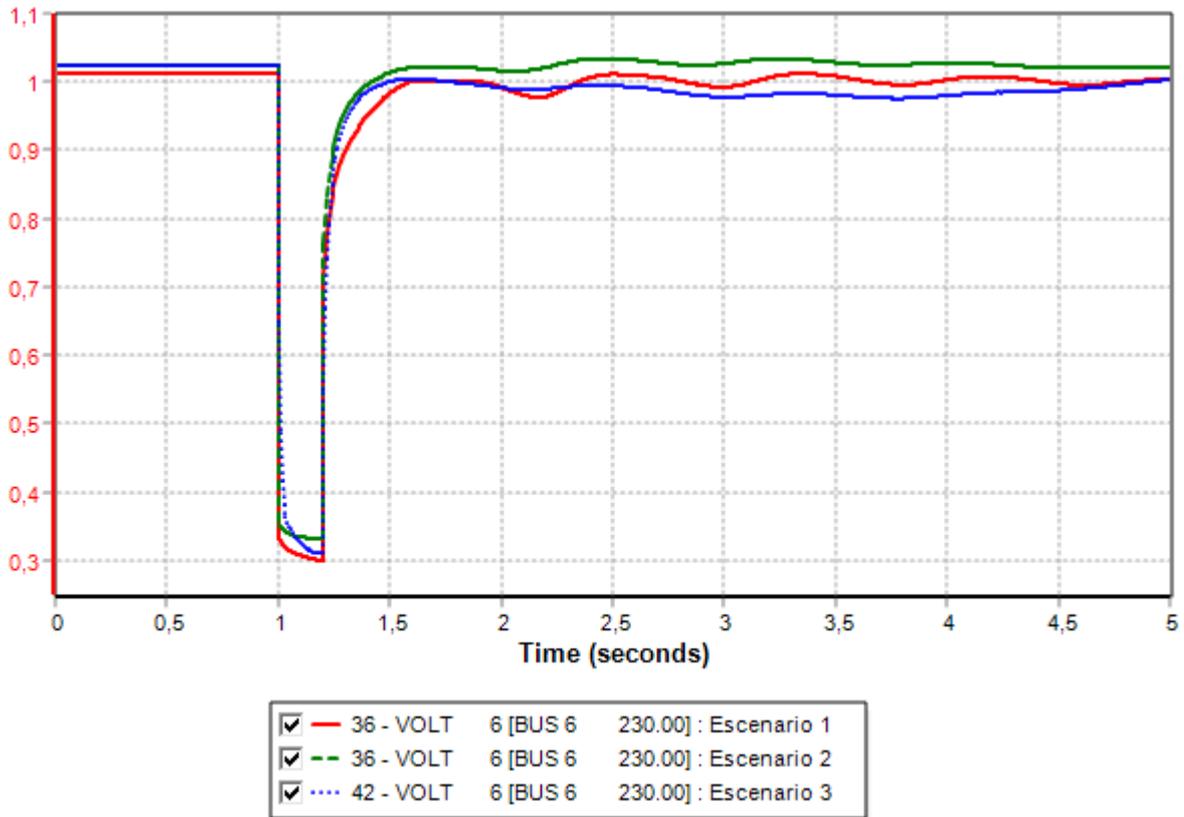


Figura 53: Ondas de la tensión en el BUS 6

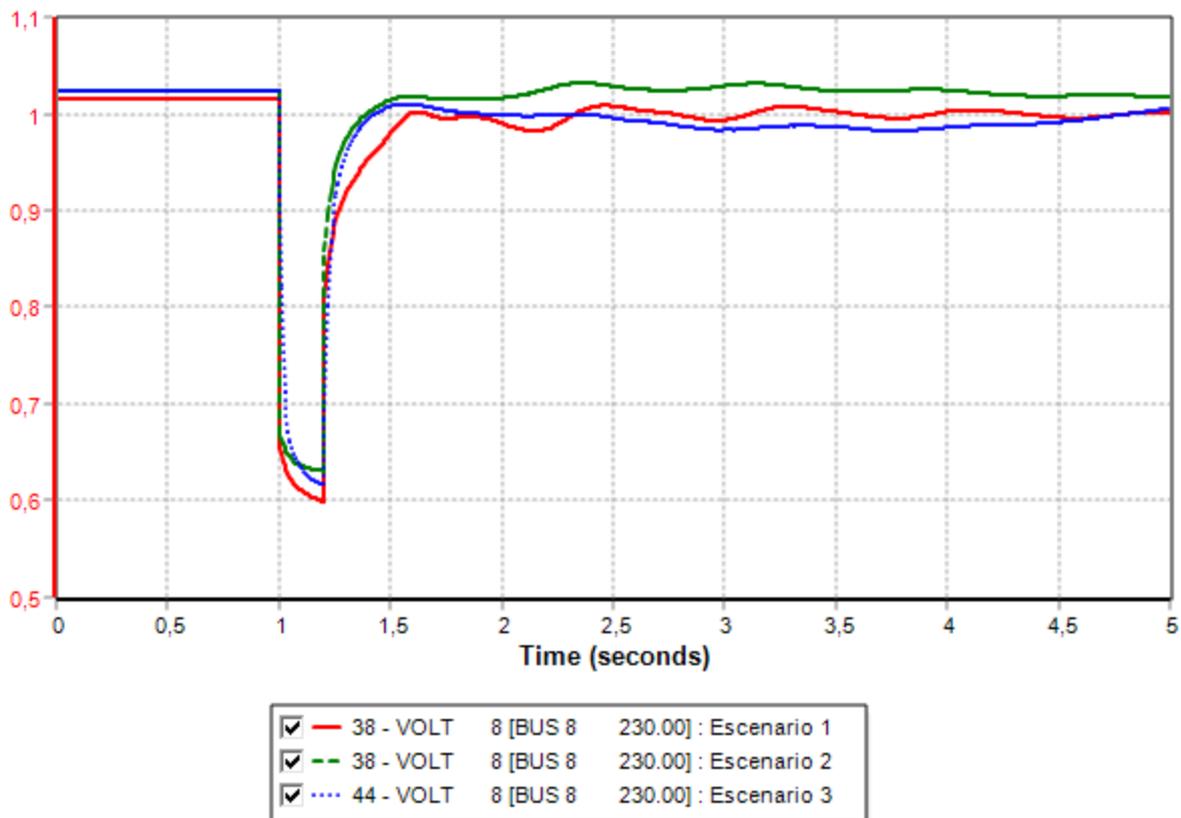


Figura 54: Ondas de la tensión en el BUS 8

Mediante estas simulaciones, se muestra la necesidad de representar la GD con modelos dadas las diferencias existentes entre cada caso. También, en vista de los diferentes resultados del apartado 5.3.2, cabe destacar la importancia de modelar la GD cuanto mayor es su penetración.

5.3.3.2 DER_A controles deshabilitados

En este primer grupo, se va a analizar la respuesta de la GD y su funcionamiento con los controles deshabilitados. De esta forma, las simulaciones se van a centrar en analizar las respuestas que ofrecen las unidades GD mediante el uso de diferentes parámetros.

En este grupo se diferencian 4 simulaciones y en cada una de ellas, la GD muestra una diferente actuación para cierta situación establecida. Estas simulaciones son realizadas variando los parámetros clave que establecen el comportamiento de la recuperación de la GD, de esta forma, se verá el efecto de estos valores.

Las 4 simulaciones se han realizado con ciertos objetivos principales con el fin de ver el comportamiento de la GD ante diferentes situaciones y los efectos creados.

Tabla 22: Situación final de los generadores y cargas

Resumen del objetivo principal de cada simulación	
Caso 1	Recuperación total de GD
Caso 2	Recuperación de cierta GD con diferentes velocidades de recuperación
Caso 3	Recuperación de diferentes fracciones de GD
Caso 4	Recuperación instantánea de diferentes fracciones de GD

El sistema empleado será el explicado en el apartado anterior y se someterá este último a una falta en el bus 1 con valor de una impedancia de $-5000j$ MVA.

Todas las simulaciones se realizarán con los controles de potencia activa-frecuencia y potencia reactiva-tensión deshabilitados y, se realizarán diferentes variaciones en ciertos parámetros del modelo para comprobar la importancia que tiene su ajuste adecuado en cuanto a la actuación del generador. Estos parámetros serán V_{frac} , $rrpwr$, $vI0$, $vI1$, $tvI0$ y $tvI1$.

Para la desactivación de los controles se deben introducir los valores de la siguiente tabla en los correspondientes ICON y constantes.

Tabla 23: Valores de ICONS y constantes para la deshabilitación de controles

ICONS	
PfFlag	1
FreqFlag	0
CONSTANTES	
Kqv	0
Iqhl	0
Iqll	0

5.3.3.2.1 Caso 1

En el primer caso, se pretende que la GD no dispare ninguna fracción ante la falta realizada, para ello, la tensión del terminal GD debe ser superior en todo momento al límite bajo máximo, v_{l1} . De esta forma, se consigue que, tras la perturbación, toda la GD sea recuperada.

Para conseguir dicha actuación, los parámetros empleados se muestran en los anexos en el apartado 6.2 y las tres unidades GD contarán con los mismos parámetros. Aun así, los siguientes son los valores de los parámetros relevantes para poder realizar la posterior comparación.

Tabla 24: Ajustes en los parámetros del DER_A

Generador	v_{l1}	T_{vl0}	T_{vl1}	Rrpwr
Bus 5	0.49 pu	0.16s	0.16s	0.1 pu/s
Bus 6	0.49 pu	0.16s	0.16s	0.1 pu/s
Bus 8	0.49 pu	0.16s	0.16s	0.1 pu/s

En la siguiente figura se muestran las curvas de la potencia activa de los tres generadores. La curva roja y verde, que corresponden a las unidades del bus 5 y 6 respectivamente, son exactamente iguales y muestran que toda la potencia de esas GD se recupera totalmente. En cuanto a la curva azul, que corresponde con la unidad del bus 8, aunque también recupere toda su potencia GD, se puede ver como la caída es menor y tarda más tiempo en estabilizarse.

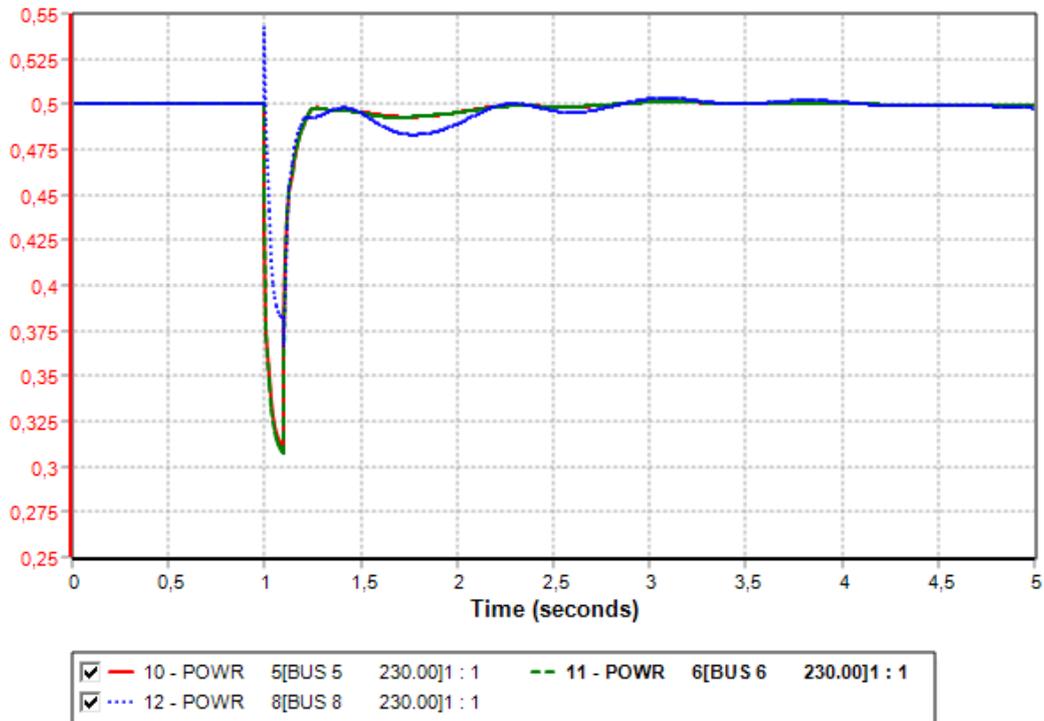


Figura 55: Curvas de potencia activa en los buses 5,6 y 8

Este efecto se puede deber a la diferencia de distancia que hay entre el punto de falta y la ubicación de la GD, ya que el bus 8 es el más alejado del bus 1 y los buses 5 y 6, se sitúan a exactamente la misma distancia del punto de falta. Otro efecto a tener en cuenta en el comportamiento de la GD del bus 8 puede ser el efecto de los equipos y líneas que se encuentran entre el punto de falta y la ubicación de la GD.

Por otro lado, queda comprobado que con la mayor penetración de GD seleccionada no se desestabiliza el sistema. En el siguiente gráfico se muestran las curvas de tensión de los demás buses generadores del sistema, es decir, los números 1,2 y 3 y se puede ver como todos ellos mantienen la estabilidad. De esta forma, se puede ver cómo es posible mantener la estabilidad al aumentar la potencia GD para sustituirla por la convencional siempre y cuando se haga de forma controlada.

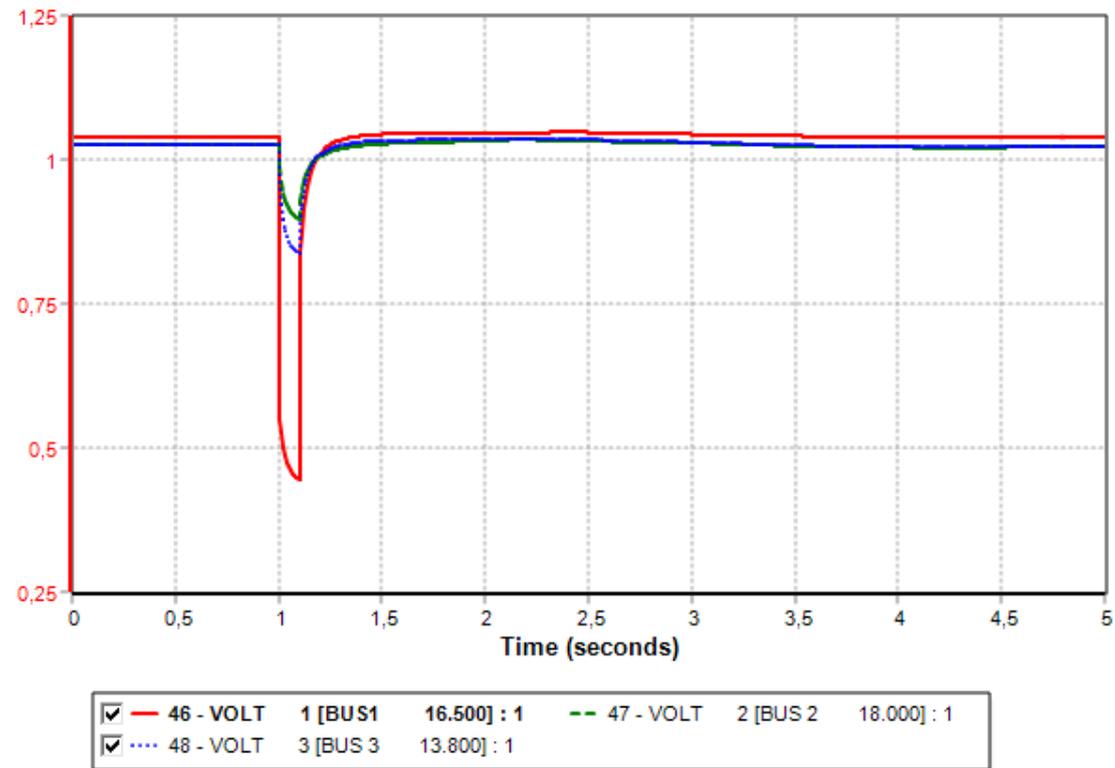


Figura 56: Curvas de tensión en los buses 1,2 y 3

De la misma forma, las unidades de generación distribuida también consiguen mantenerse estables.

En la siguiente imagen se muestran las curvas de la tensión de las unidades GD. Como se puede ver, una vez superada la falta la tensión vuelve a un valor constante. La tensión, instantes después de la falta muestra una pequeña oscilación, pero, para el segundo 4 se vuelve a establecer la tensión en su valor inicial.

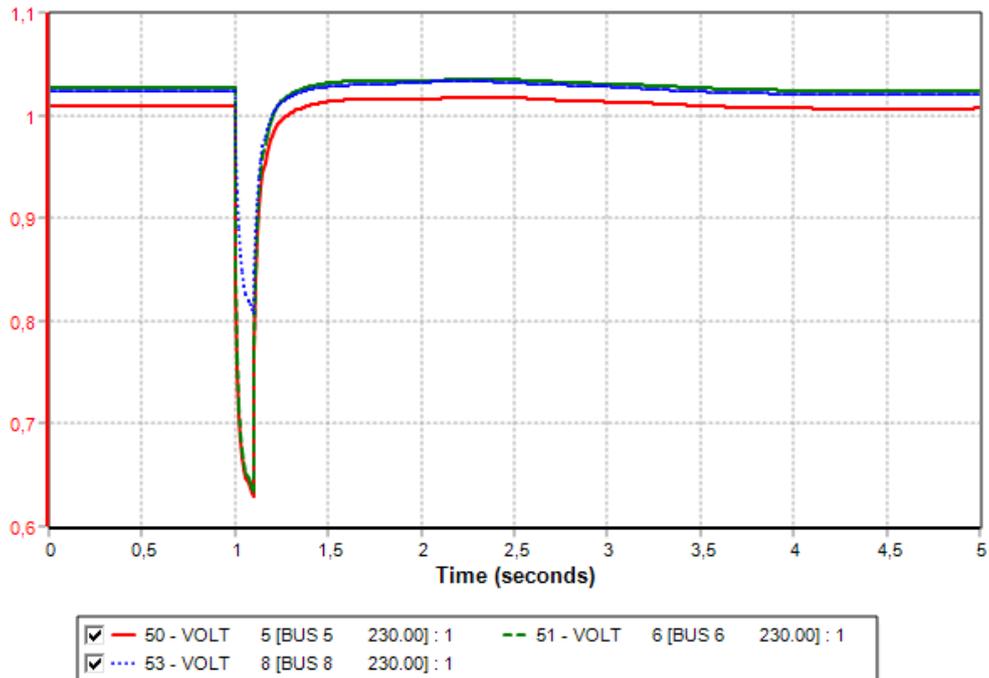


Figura 57: Curvas de tensión en los buses 5,6 y 8

El mismo comportamiento se puede ver en la tendencia que adquiere la potencia reactiva de las unidades GD en la siguiente imagen. En el momento de falta, se da un gran pico de inyección de reactiva debido a la caída de tensión, cuando la tensión comienza a recuperarse las unidades GD sufren un pico de consumo de reactiva hasta que, con la tensión estable, vuelve a adquirir un valor nulo.

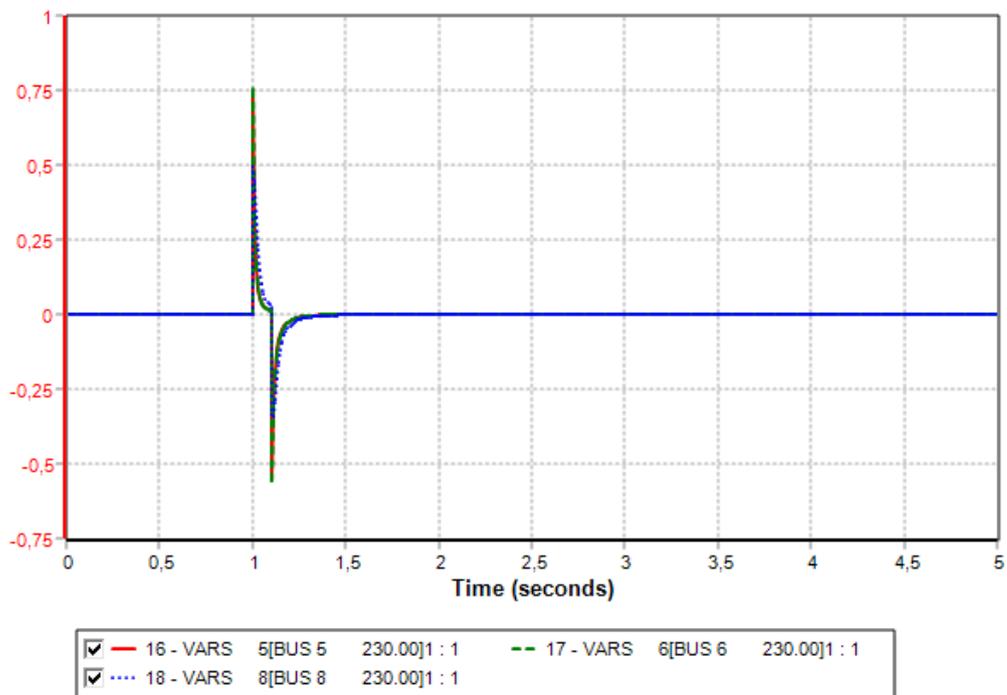


Figura 58: Curvas de tensión en los buses 5,6 y 8

5.3.3.2.2 Caso 2

En el segundo caso analizado, se empuja al conjunto de GD a recuperar solo cierta fracción de su totalidad. Para ello, se realizan ciertos ajustes en los parámetros de los generadores.

Los ajustes realizados son los siguientes, mientras el resto de parámetros se mantienen iguales al caso anterior.

Tabla 25: Ajustes en los parámetros del DER_A

Generador	Vl1	Tvl0	Tvl1	Rrpwr	Vrfrac
Bus 5	0.8 pu	0.05s	0.05s	0.1 pu/s	0.6
Bus 6	0.8 pu	0.05s	0.05s	1 pu/s	0.6
Bus 8	0.49 pu	0.16s	0.16s	0.1 pu/s	0.6

Como se puede observar en la tabla, la unidad GD ubicada en el bus 8 se ha mantenido igual que en el caso anterior con el fin de poder identificar fácilmente los cambios de comportamiento respecto al resto de las unidades GD.

En los buses 5 y 6, en cuanto a los límites de tensión y tiempo del sistema de disparo de tensión se han realizado los mismos cambios, es decir, se han configurado ambos para que ante la falta establecida recuperen solo cierta parte de la generación renovable.

Aun así, cada uno de ellos cuenta con un diferente valor del parámetro rrpwr. Este parámetro, que se menciona en el apartado 4.3.4, es el ratio de rampa de recuperación y determina la velocidad con la que el generador recupera su funcionamiento tras una perturbación. Cuanto mayor sea este parámetro, mayor será la velocidad de recuperación del generador y, por lo tanto, menor el tiempo. Por lo tanto, con el cambio de valor de este parámetro se pretende comparar el efecto que crea la velocidad de recuperación.

En la siguiente imagen se muestran las curvas de la potencia activa de cada unidad GD:

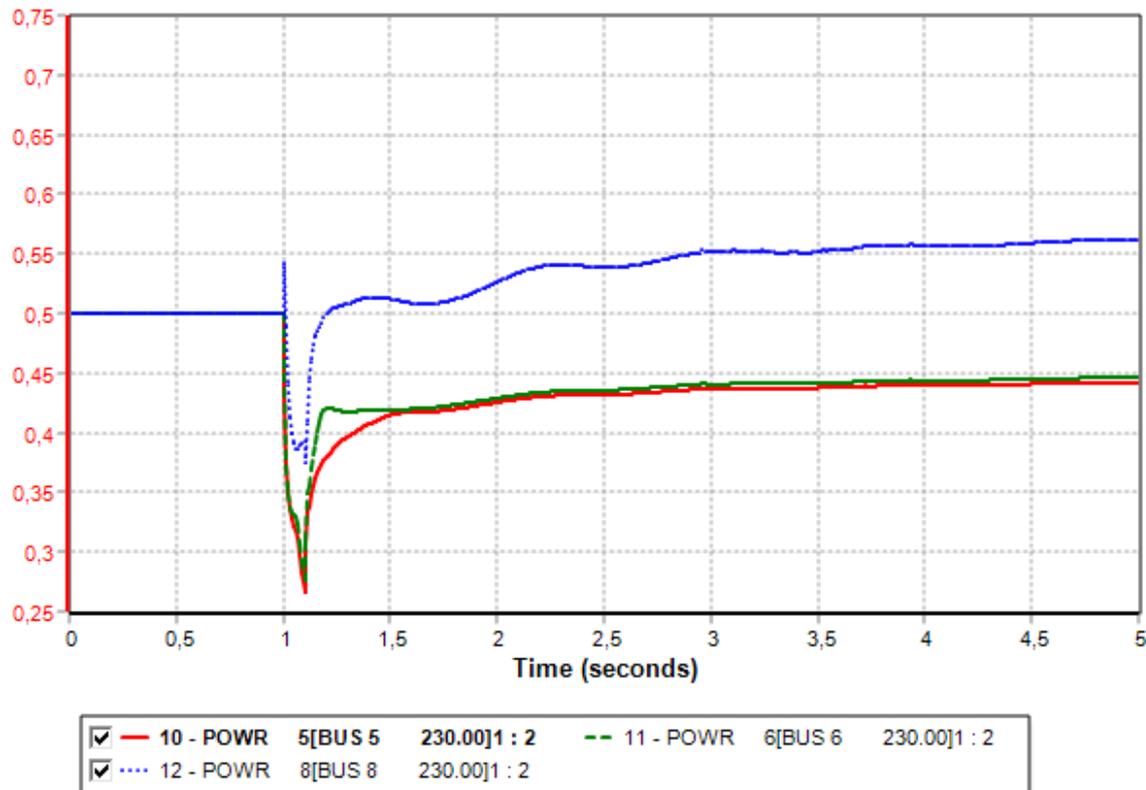


Figura 59: Curvas de las potencias activas de las unidades GD

Por un lado, como se puede ver en la curva roja y verde, que corresponden con el bus 5 y 6 respectivamente, cierta parte de esas unidades de GD dispara debido al ajuste de parámetros realizado.

La fracción que queda conectada de la GD es igual al valor B ($=A \cdot Vrfrac$), dado que es el valor que adopta el multiplicador del disparo de tensión al ser, durante la falta, la tensión del terminal menor a v_{l1} durante más tiempo que tv_{l1} . Aun así, entre las dos curvas se puede identificar una diferencia clara. Esta diferencia está marcada por el valor del ratio de rampa de recuperación.

Como se muestra en la tabla 25, en la unidad GD del bus 6 se ha aumentado el valor del $rrpwr$. Aunque el aumento del valor no haya sido muy significativo, se puede observar que el comportamiento de la GD sí que lo es. En el bus 6, una vez superada la falta, la potencia es casi instantáneamente recuperada, mientras que la GD del bus 5, muestra una rampa de recuperación más ralentizada.

En la siguiente figura se puede ver detalladamente las diferencias dadas en la recuperación de cada GD. La diferencia más relevante es la mencionada previamente, dado que la GD del bus 6 consigue adoptar el valor aproximado final en 0,1 segundos, mientras que la GD del bus 5 tarda 0,4 segundos.

En segundo lugar, también se encuentra la diferencia en el comportamiento de la caída de potencia ante la falta. Aunque la diferencia sea más sutil, se puede ver que la curva verde se mantiene durante un pequeño instante en un valor casi constante de tensión mientras ocurre la falta. Debido a esto, la GD del bus 6 alcanza un valor algo superior al del bus 5 para cuando se despeja la falta.

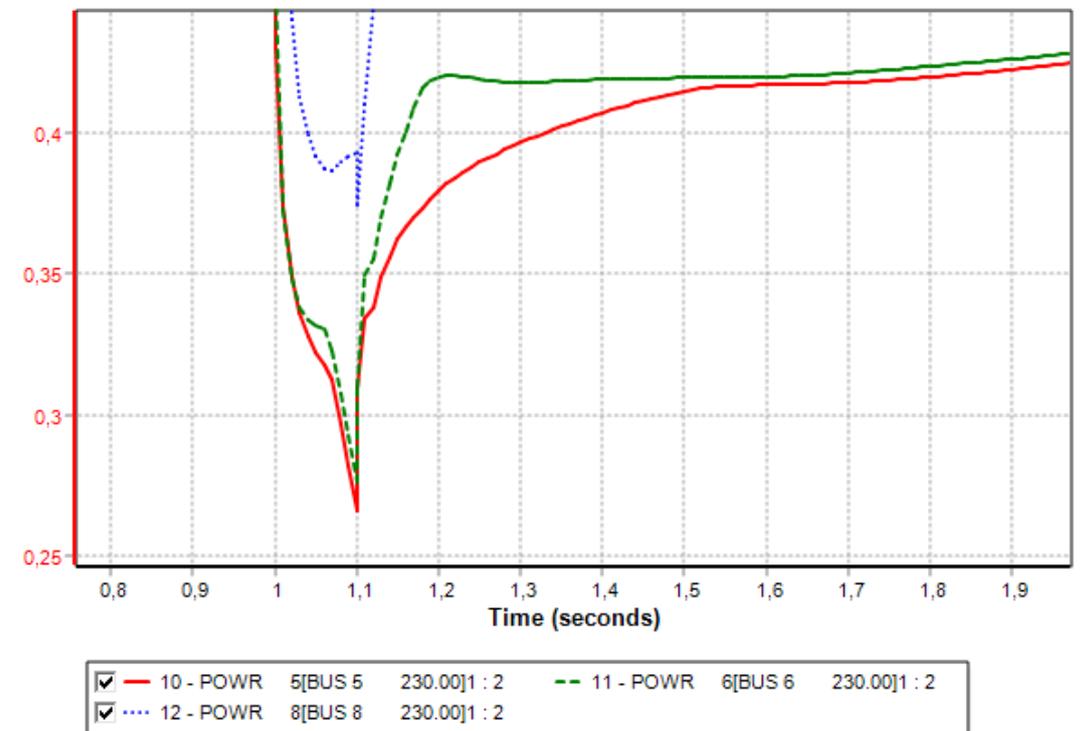


Figura 60: Curvas ampliadas de las potencias activas de las unidades GD

Por otro lado, en cuanto a la curva azul que corresponde con la del bus 8, se puede ver como no dispara ninguna fracción de la GD. Esto se debe a que se han mantenido los ajustes de parámetros del caso anterior, por lo que, la caída de tensión dada en esta terminal no alcanza ninguno de los límites establecidos.

De la misma forma, como se muestra en la figura 59, la potencia del bus 8 se establece en un valor superior al inicial por lo que, aparte de no disparar ninguna fracción está aumentando su potencia de salida con el fin de compensar la pérdida de las otras dos unidades de GD.

En la siguiente imagen, que se muestran las curvas de la tensión de las unidades GD, se puede ver que todas ellas consiguen mantenerse estables. Una vez superada la falta, las tres unidades de GD adquieren el valor inicial de tensión mostrando que su funcionamiento sigue siendo el correcto.

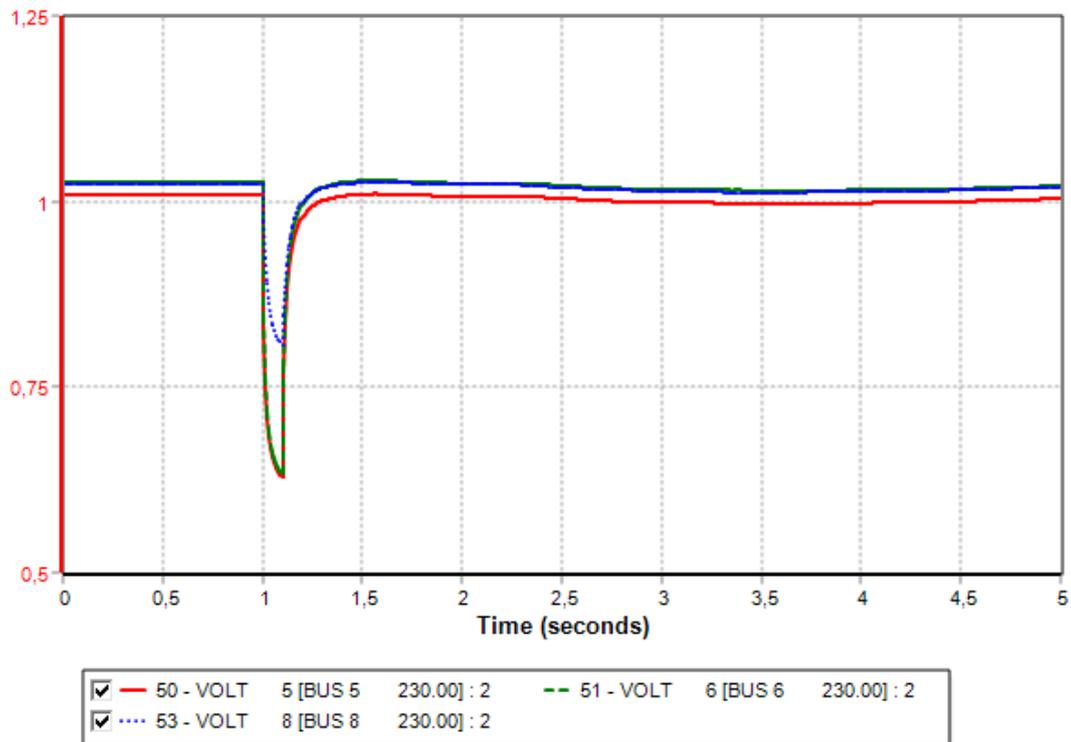


Figura 61: Curvas de las tensiones de las unidades GD

5.3.3.2.3 Caso 3

En este tercer caso se pretende determinar la fracción de GD que se recupera tras una falta mediante el ajuste de los parámetros.

Como se ha explicado previamente en el apartado 4.3.3.3.2, el parámetro que define cuanto GD se recupera tras una situación de falta es el V_{rfrac} . De esta forma, en este caso 3 se pretende variar el valor de este parámetro para observar el efecto tras la falta.

El valor de V_{rfrac} , en cierta forma, define el tipo de GD instalada. Para GD antigua, se suele suponer un valor de $V_{rfrac}=0$, dado que no es capaz de recuperar potencia tras situaciones de perturbación. En cambio, para GD moderna, se emplea el valor de $V_{rfrac}=1$ indicando la capacidad de recuperación post-falta. En caso de la existencia de equipos mixtos entre nueva y antigua GD se emplea un valor de V_{rfrac} intermedio.

Por lo tanto, en este caso se tomarán en cuenta todas las opciones posibles de representar la GD. Por un lado, a dos de las unidades GD se les atribuirán los valores intermedios de V_{rfrac} de 0,4 y 0,6 indicando mix de GD pero siendo una minoritaria en tecnología nueva y otra mayoritaria. Por otro lado, la otra unidad de GD se representará con un valor de V_{rfrac} de 1 indicando una recuperación total tras falta y tecnología moderna.

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

Junto a las variaciones del V_{frac} , se mantendrán las variaciones del caso anterior en los parámetros $rrpwr$, v_{l1} , tv_{l0} y tv_{l1} para ver su influencia.

De esta forma, en la siguiente tabla se resumen los cambios realizados:

Tabla 26: Ajustes en los parámetros del DER_A

Generador	V_{frac}	v_{l1}	tv_{l0}	tv_{l1}	R_{pwr}
Bus 5	0.4	0.8 pu	0.05s	0.05s	0.1 pu/s
Bus 6	1	0.8 pu	0.05s	0.05s	1 pu/s
Bus 8	0.6	0.49 pu	0.16s	0.16s	0.1 pu/s

Mediante este ajuste, como se puede ver en la siguiente figura, la actuación cambia considerablemente respecto al caso anterior.

En cuanto a la GD del bus 5, que cuenta con un V_{frac} de 0.4, la recuperación tras la falta se ha visto reducida respecto al caso anterior dado que el valor de V_{frac} ha sido reducido de 0.6 a 0.4.

En el caso de la GD del bus 6, al contrario que en el caso anterior, al tener un valor de V_{frac} unitario, toda la fracción de GD es recuperada tras la perturbación. Lo que es más, tiende a aumentar un salida de potencia para poder compensar la reducción de generación de la GD del bus 5.

La GD del bus 8 no entra en disparo, dado su ajuste de parámetros, por lo que el parámetro Vrfrac no es necesario en su actuación. Por consecuencia, toda la GD es recuperada tras la falta, pero al igual que en el bus 6, tiende a aumentar su potencia de salida para compensar la pérdida de generación del bus 5.

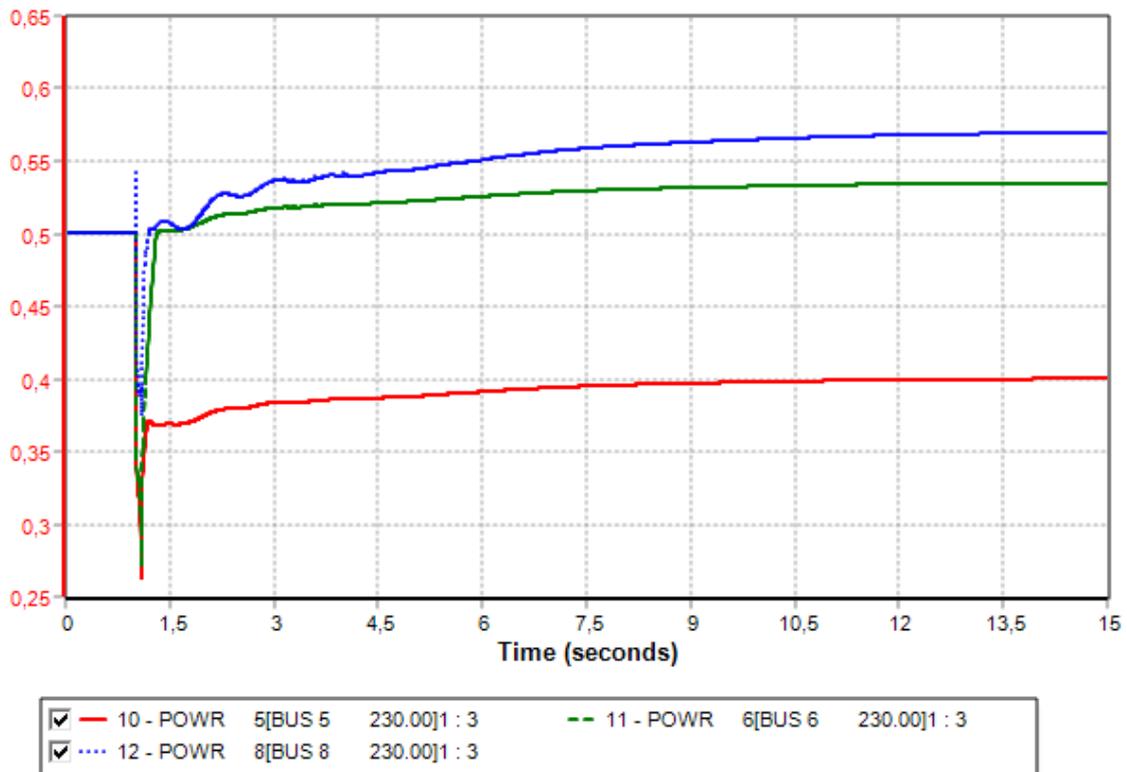


Figura 62: Curvas de las potencias activas de las unidades GD

Al igual que en el caso anterior, se puede observar la influencia del aumento del parámetro rrpwr en el bus 6. La unidad de GD ubicada en este último bus consigue alcanzar un valor significativamente mayor que el del bus 5 en el mismo periodo de tiempo.

5.3.3.2.4 Caso 4

El caso 4 es la última simulación realizada con los controles deshabilitados.

Esta vez se quiere observar el efecto y habilidad del generador para realizar una recuperación instantánea tras una falta. Para ello, como se ha explicado previamente, se emplea el parámetro rrpwr.

En este caso, el rrpwr va a ser aumentado de forma exagerada para poder conseguir una recuperación de la potencia marcada por el sistema de disparo de tensión instantánea.

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

Para ello, se ha aumentado el valor de rrpwr a 99 pu/s en todos los generadores, manteniendo el resto de los parámetros como en el apartado anterior.

Tabla 27: Ajustes en los parámetros del DER_A

Generador	Vrfrac	VI1	Tvl0	Tvl1	Rrpwr
Bus 5	0.4	0.8 pu	0.05s	0.05s	99 pu/s
Bus 6	1	0.8 pu	0.05s	0.05s	99 pu/s
Bus 8	0.6	0.49 pu	0.16s	0.16s	99 pu/s

Como se puede ver en la siguiente imagen, el comportamiento de valores de recuperación se mantiene al del caso anterior dado que los parámetros y condiciones de falta son las mismas.

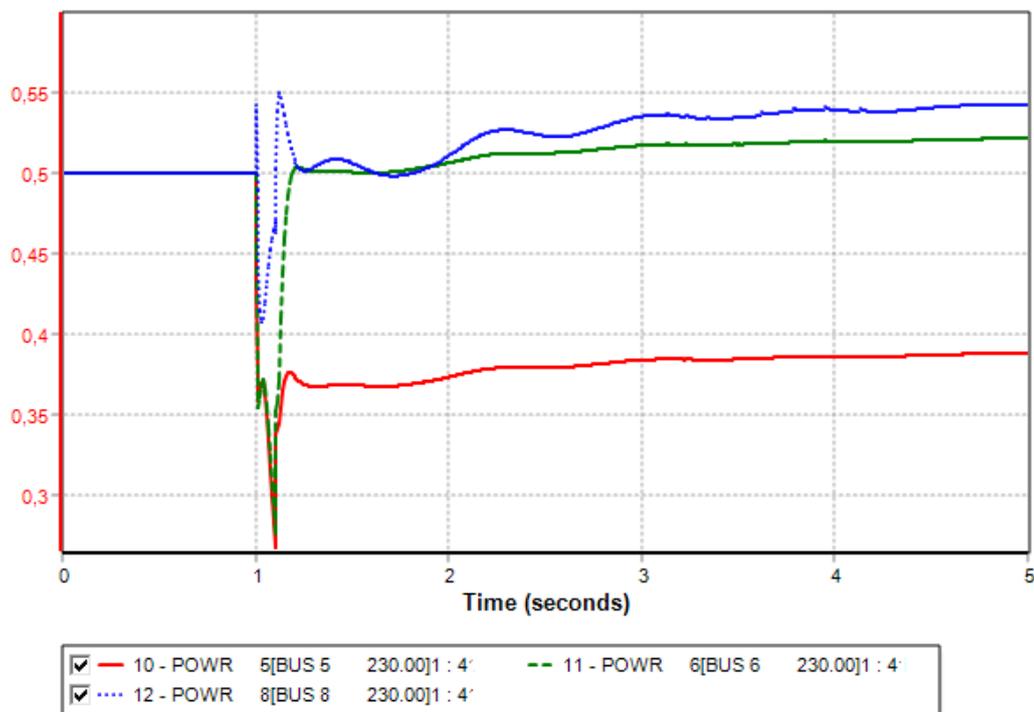


Figura 63: Curvas de las potencias activas de las unidades GD

En cuanto a la velocidad de recuperación, el efecto del valor de rrpwr es apreciable. Todas las unidades GD recuperan la potencia de salida aproximadamente en el instante del despeje de falta. Aun así, esta recuperación genera efectos hasta ahora no identificados.

En la imagen se muestra, como en aproximadamente el segundo 1,1, que es el momento de despeje de falta, la potencia empieza a ascender en forma de rampa totalmente vertical hasta crear un sobre-pulso y luego volver a disminuir el valor de la potencia hasta adoptar su valor de establecimiento.

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

Este sobre-pulso es especialmente destacable en la unidad GD del bus 8. La diferencia de la magnitud de este sobre-pulso y los demás puede ser el margen de recuperación que tiene cada GD, dado que la del bus 8 se ve menos afectada por la falta, entonces reduce menos su valor de potencia y, por lo tanto, tiene menor margen de recuperación.

Estos sobre-pulsos, también tienen efecto en el resto de los generadores convencionales. En la siguiente imagen se representan las curvas de potencia activa de los generadores convencionales, la curva roja corresponde al generador del bus1, la curva verde al del bus 2 y la azul al del bus 3.

Como se puede observar, especialmente en la curva roja y de forma más sutil en la azul, en el momento que se dan los sobre-pulsos en las unidades GD, los generadores convencionales sufren una pequeña caída de potencia y recuperan su tendencia natural una vez pasado el sobre-pulso.

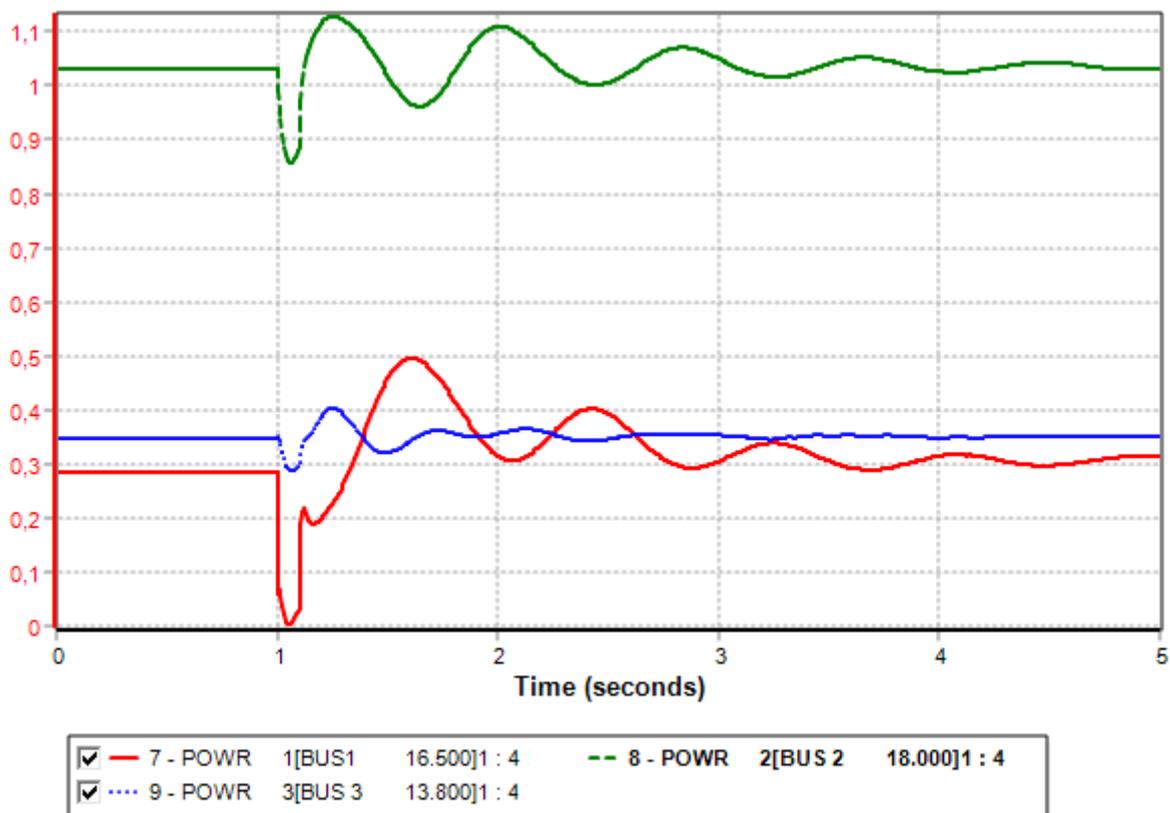


Figura 64: Curvas de las potencias activas de las unidades convencionales-caso 4

En la siguiente imagen, en forma de comparación con la anterior, se muestran las curvas de las potencias de los generadores convencionales en el caso 3, donde no se da la recuperación instantánea y, por lo tanto, tampoco los sobre-pulsos ni los efectos de estos.

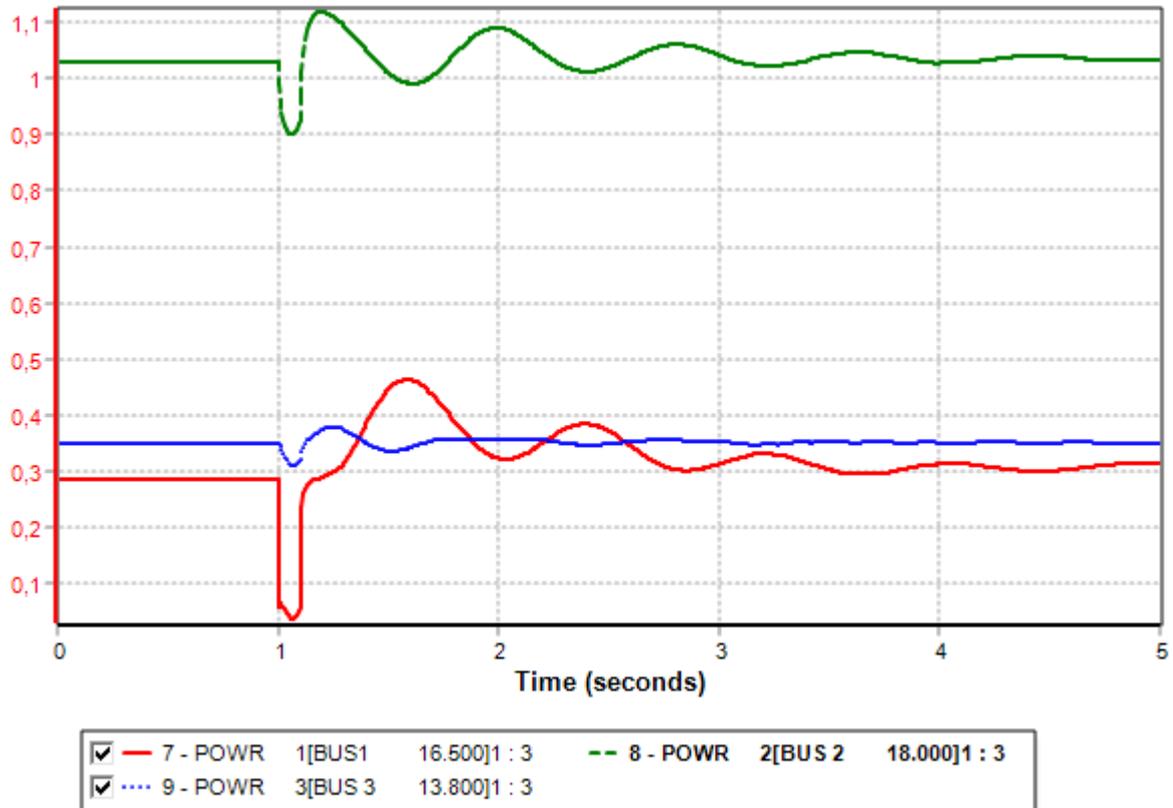


Figura 65: Curvas de las potencias activas de las unidades convencionales-caso 3

5.3.3.3 DER_A: control potencia reactiva-tensión

En este segundo grupo de simulaciones se va a analizar el efecto de los controles sobre el comportamiento de la GD.

Con el control de potencia reactiva-tensión habilitado, se van a realizar diferentes opciones de control en conjunto con las prioridades que el modelo ofrece, obteniendo de esta forma dos casos diferentes a analizar.

Para habilitar el control de potencia reactiva-tensión es necesario realizar ciertas modificaciones en los parámetros del modelo. Estos cambios son los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 28: Ajustes en los parámetros del DER_A para el control de reactiva-tensión

Generador	Kqv	Dbd1	Dbd2	Iqhl	Iqll
Bus 5	10 pu	-0.05 pu	0.05 pu	1 pu	-1 pu
Bus 6	10 pu	-0.05 pu	0.05 pu	1 pu	-1 pu
Bus 8	10 pu	-0.05 pu	0.05 pu	1 pu	-1 pu

Por otro lado, al igual que en el caso de los controles deshabilitados, se empleará el sistema completo de 9 buses de la misma forma descrita previamente. En cuanto la falta realizada, esta también será la misma que en el apartado anterior para poder comparar de esta forma el efecto de la activación del control. Por lo que la se aplicará una falta de una impedancia de $-5000j$ MVA en el bus 1 con una duración de 0.1 segundos.

5.3.3.3.1 Caso 5

En este quinto caso, con el control de potencia reactiva-tensión habilitado se van a emplear la opción de control mediante factor de potencia constante y la prioridad de límite de corriente, es decir, de potencia activa.

Para trabajar con las opciones mencionadas, estas deben ser seleccionadas dentro de los ICON del modelo. Para ello, se deben establecer ciertos valores en los siguientes ICON como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 29: Ajustes en los ICON del DER_A para el caso 5

Generador	PfFlag	PQFlag
Bus 5	1	1
Bus 6	1	1
Bus 8	1	1

Junto con los ajustes de los ICON, también se realiza el ajuste de los parámetros. Para realizar una comparación adecuada del uso del control, se tomarán los mismos parámetros que en el caso 3, simulando, de esta forma, el mismo escenario, pero con el control de potencia reactiva-tensión activado.

Tabla 30: Ajustes en los parámetros del DER_A

Generador	Vfrac	Vl1	Tvl0	Tvl1	Rrpwr
Bus 5	0.4	0.8 pu	0.05s	0.05s	0.1 pu/s
Bus 6	1	0.8 pu	0.05s	0.05s	1 pu/s
Bus 8	0.6	0.49 pu	0.16s	0.16s	0.1 pu/s

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

Una vez los ajustes realizados, se procede a realizar la simulación con la situación de falta descrita previamente. Los resultados se muestran junto a los resultados del caso 3 para poder mostrar el efecto del control.

Para empezar, como se puede ver en las siguientes dos imágenes, la caída de potencia dada en el momento de la falta se ve reducida gracias al control. Con la disminución de la caída de potencia la recuperación se inicia y establece en un valor superior, por lo que se consigue el disparo de una fracción menor de GD.

De la misma forma, como se puede ver especialmente en la curva del bus 8, con el control se consigue una menor oscilación de la señal después de dar la recuperación y, por lo tanto, se consigue alcanzar la estabilidad antes.

Figura 66: Curvas de las potencias activas de las unidades GD-caso 5

Figura 67: Curvas de las potencias activas de las unidades GD-caso 3

102

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

En el caso de la tensión, también se puede apreciar la diferencia en su caída de tensión en el momento de falta. Con el control habilitado, la tensión cae hasta aproximadamente 0.66pu mientras sin control alcanza el valor aproximado de 0.63 pu.

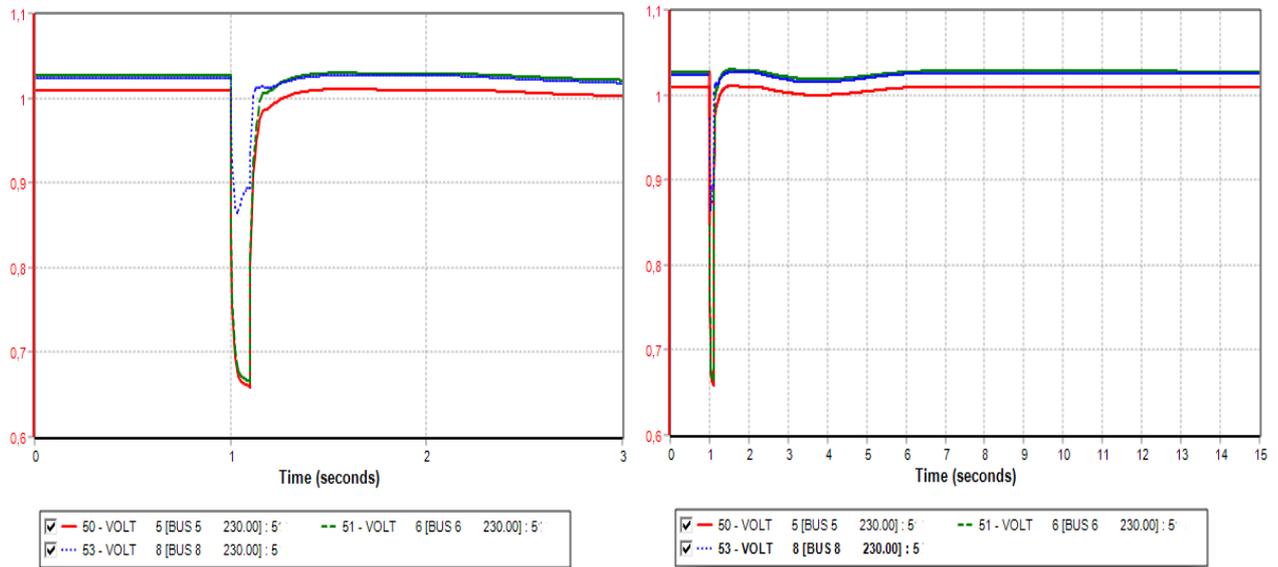


Figura 68: Curvas de las tensiones de las unidades GD-caso 5

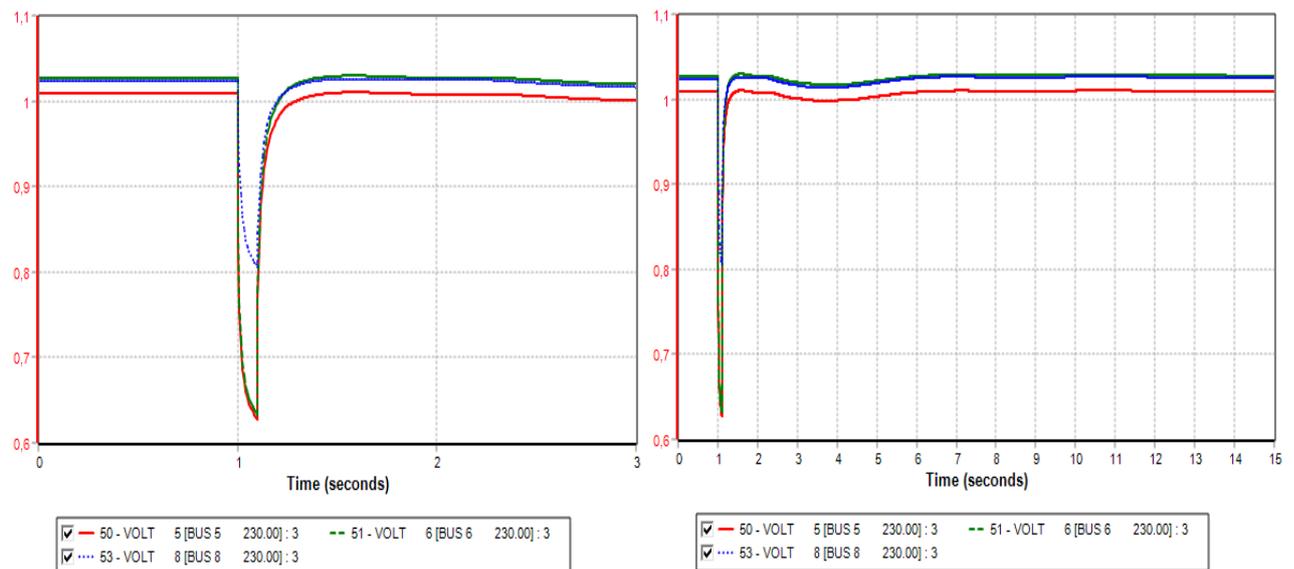


Figura 69: Curvas de las tensiones de las unidades GD-caso 3

Modelización de la generación eléctrica distribuida para la realización de estudios de red

Por último, en cuanto a las curvas de la potencia reactiva se ve una diferencia muy relevante en el caso de la curva del bus8. Hay que tener en cuenta que estas simulaciones se han realizado con prioridad de potencia activa, por lo que el generador sitúa en preferencia el comportamiento de la misma.

Generalmente, el generador al darse la recuperación de la tensión realizaba inyección de reactiva como se puede ver en la figura de la derecha del caso 3. Aun así, en la actual simulación y en el caso de la unidad de GD del bus 8, se genera un pico de consumo de reactiva hasta el momento donde la tensión es restablecida.

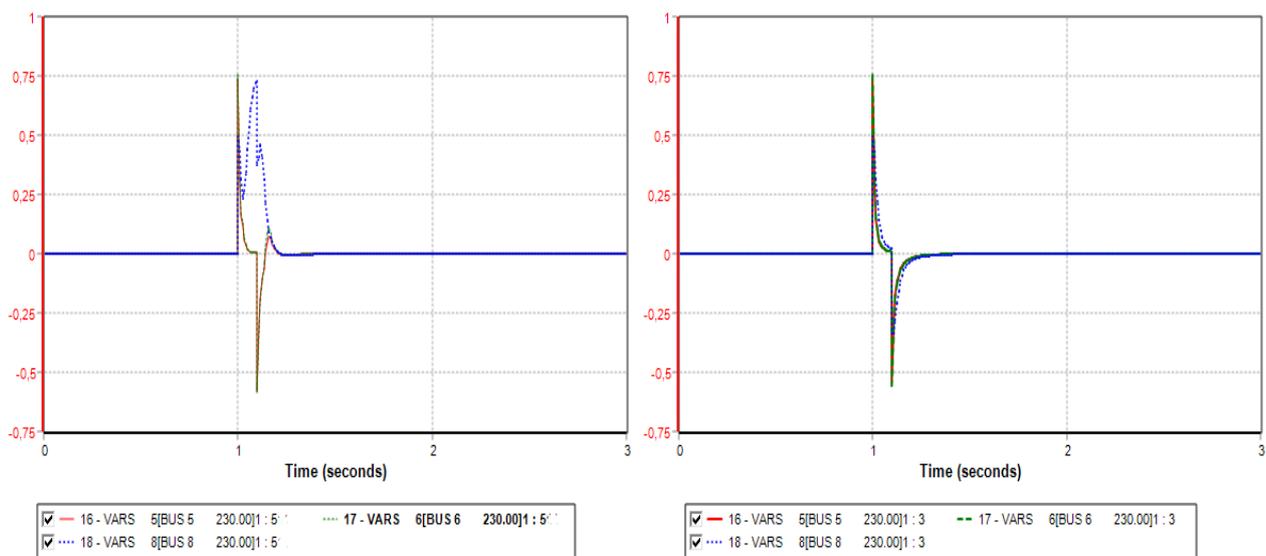


Figura 70: Curvas de las potencias reactivas de las unidades GD-caso 5 y 3

5.3.3.3.2 Caso 6

La simulación hecha en el caso 6 es la misma que en el caso 5 pero modificando las prioridades y opciones de control.

De esta forma, se empleará la opción de control de potencia reactiva constante y con prioridad de potencia reactiva.

En este caso, para seleccionar las opciones mencionadas se modifican de la siguiente manera los valores de los ICON del modelo.

Tabla 31: Ajustes en los ICON del DER_A para el caso 6

Generador	PfFlag	PQFlag
Bus 5	0	0
Bus 6	0	0
Bus 8	0	0

En cuanto al resto de los parámetros, se mantienen los mismos valores que en el caso anterior, que se muestran en la siguiente tabla, y, el sistema se someterá a la misma situación de falta descrita en el apartado previo.

Tabla 32: Ajustes en los parámetros del DER_A

Generador	Vfrac	VI1	Tvl0	Tvl1	Rrpwr
Bus 5	0.4	0.8 pu	0.05s	0.05s	0.1 pu/s
Bus 6	1	0.8 pu	0.05s	0.05s	1 pu/s
Bus 8	0.6	0.49 pu	0.16s	0.16s	0.1 pu/s

En este caso, a diferencia de los resultados obtenidos con la prioridad de potencia activa y el control basado en factor de potencia constante, las curvas de potencia activa muestran una recuperación mucho más lenta.

Como ahora la prioridad es la potencia reactiva, se puede ver el efecto de ello en las curvas. La caída de potencia en el momento de falta se ve aumentada y, como se ha dicho previamente, el tiempo de recuperación.

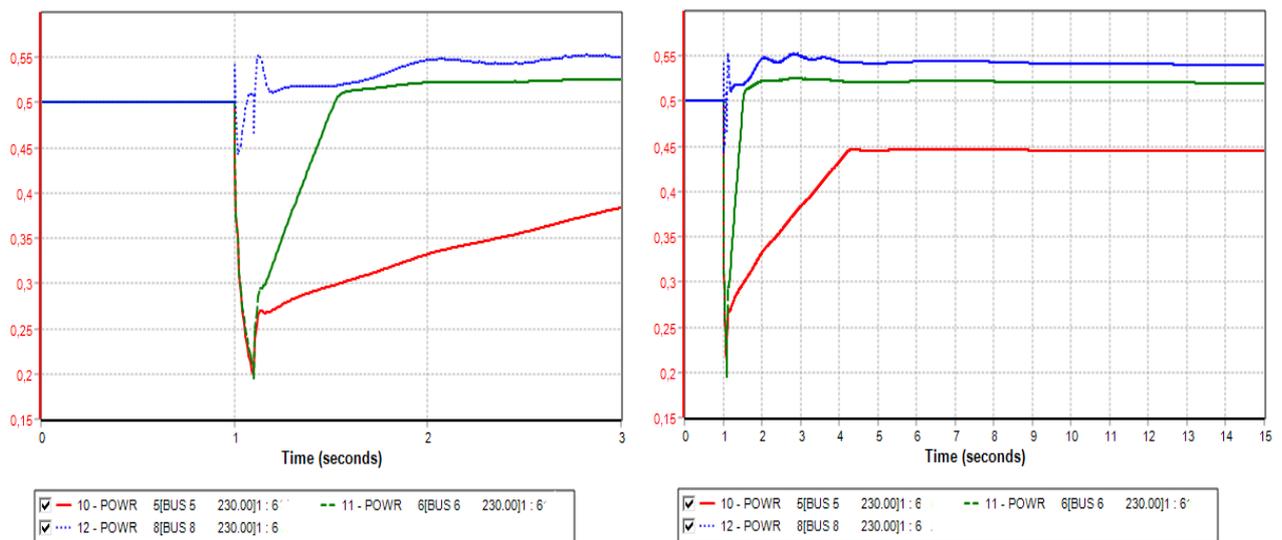


Figura 71: Curvas de las potencias activas de las unidades GD-caso 6

El efecto de la lenta recuperación de la potencia activa se puede ver en las curvas de la tensión.

El efecto generado son los picos de tensión dados en todos los buses al final del proceso de recuperación. Junto a esto, con el control de reactiva constante, se consigue una caída menor de tensión ante falta que con el control de factor de potencia constante. Por lo que, dependiendo de qué efectos se quieren conseguir ante falta se debe seleccionar una opción de control u otra.

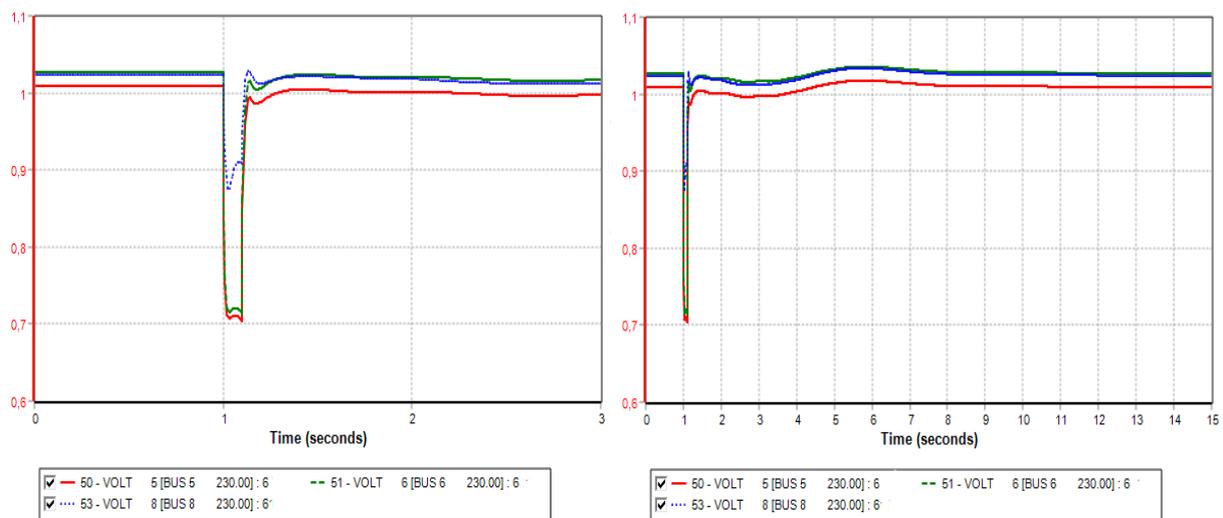


Figura 72: Curvas de las tensiones de las unidades GD-caso 6

En el caso de las curvas de potencia reactiva, estas muestran como hasta ahora un pico ascendente en el momento de caída de tensión originado por la falta. Como esta caída es menor y muestra una forma cóncava en su valor mínimo, la reactiva tiende a reducirse, pero sin alcanzar ningún valor negativo. En el momento de la recuperación vertical la reactiva adopta unos valores negativos consumiendo esta potencia hasta que en el momento de los picos de tensión vuelve a darse un pico de inyección de reactiva hasta volver a alcanzar un valor nulo.

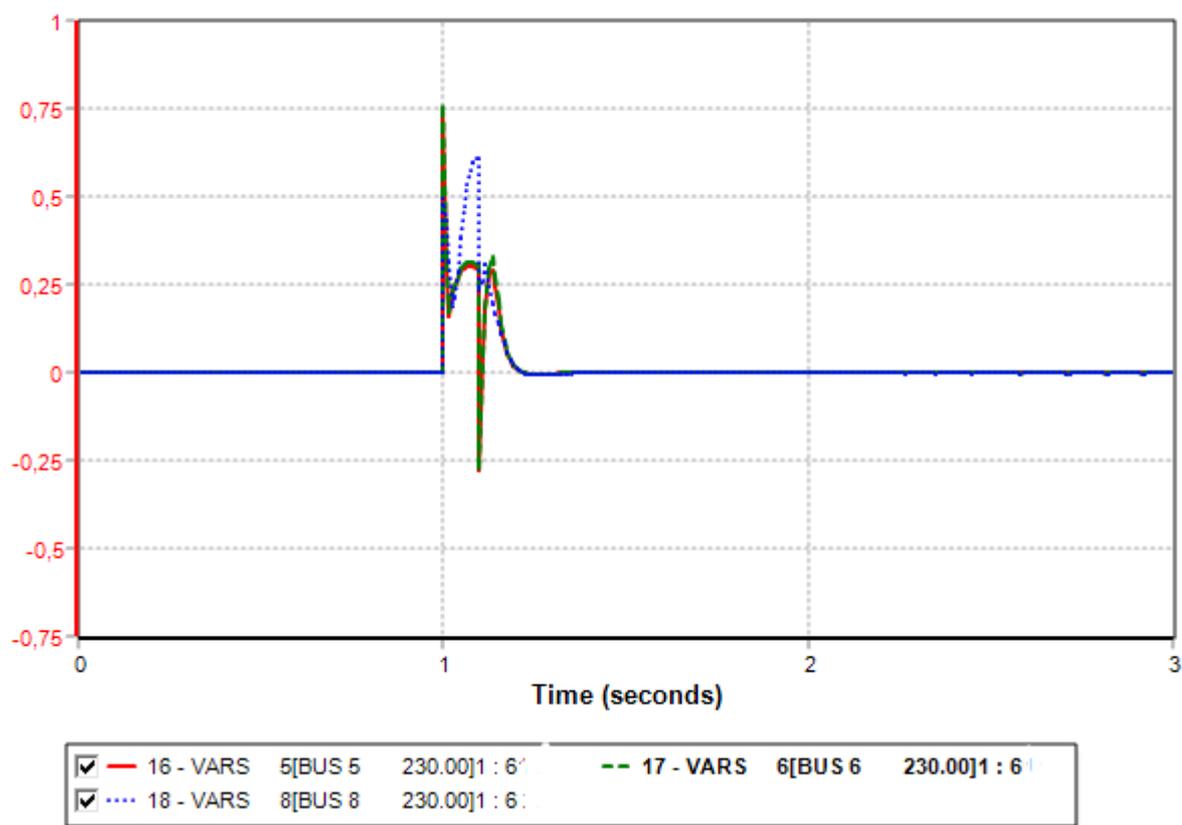


Figura 73: Curvas de las potencias reactivas de las unidades GD-caso 6

6. CONCLUSIONES

En este apartado se recogen las conclusiones de los análisis teórico práctico realizados en el presente trabajo.

En primer lugar, cabe destacar la importancia de la modelización de la GD en los estudios de red. Como se ha mostrado en los apartados 5.3.2 y 5.3.3, se identifican diferentes tendencias en base al método de representación de GD. Estos efectos se ven magnificados según aumenta la penetración de GD y se reduce la distancia al punto de la perturbación. En vista de los resultados obtenidos en el apartado 5.3.3, se puede concluir que cuando la GD es modelizada, durante el periodo de falta, los generadores convencionales muestran una reducción menor de potencia. Al mismo tiempo, una vez despejada la falta, y en distancias cercanas a esta misma, la potencia activa de los generadores convencionales muestra oscilaciones de mayor magnitud frente a las curvas de potencia activa obtenidas mediante el método de carga neta o la no modelización. En cuanto a las diferencias dadas en las unidades GD, cabe destacar el aumento de velocidad de recuperación que muestran las unidades modelizadas tras el despeje de falta. El modelo de la GD representa una recuperación más rápida pero que alcanza un valor menor que el método de carga neta, produciendo así un alcance de estabilidad más tardío.

Por otro lado, en cuanto respecta al modelo DER_A y su funcionamiento, se concluyen diferentes ideas. En primer lugar, el modelo DER_A está dirigido para representar de forma agregada un gran número de generadores distribuidos. Es un modelo que habilita la simulación de diferentes GD (tecnología moderna, equipos antiguos, equipos de almacenamiento) por lo que ofrece la opción a realizar simulaciones adaptadas a cada caso.

En diferencia al previo PVD1, el DER_A incorpora un sistema de disparo de tensión fraccionado dependiente del tiempo que permite la simulación del disparo parcial del modelo agregado. Con los temporizadores es posible la emulación de la desconexión de inversores ante escenarios de sobre o sub tensión por lo que los resultados obtenidos son más detallados. De esta forma, el modelo DER_A, a diferencia del modelo PVD1, cumple con el estudio de varios aspectos recogidos en los requerimientos IEEE Std 1547 y la California Rule 21.

Para el correcto funcionamiento del modelo DER_A, es crucial el apropiado ajuste de parámetros. La selección de cualquier *Flag* conlleva la parametrización de su sistema de control y un error en alguno de los parámetros implica el incorrecto funcionamiento del modelo y resultados erróneos.

Mediante el análisis práctico del modelo, se han identificado ciertos aspectos a tener en cuenta:

- El disparo de tensión muestra cierta falta de precisión en cuanto a su activación. Es decir, con los límites tvI_0 , tvI_1 , tvh_0 y tvh_1 definidos, si la duración del alcance de los valores

v_{l0} , v_{l1} , v_{h0} o v_{h1} coincide con los límites de tiempo o con valores muy cercanos a ellos, el disparo de tensión no actúa y no se da ninguna desconexión.

- El disparo de frecuencia, no presenta el problema de precisión identificado en el sistema de disparo de tensión. Esto se puede deber a que el sistema de disparo de frecuencia tiene un funcionamiento mucho más sencillo facilitando su correcta actuación.

- El control de frecuencia-potencia activa y el disparo de frecuencia no funcionan correctamente al representar la GD dentro de un sistema extenso. Se han realizado numerosas simulaciones con diversas parametrizaciones y en ninguna de ellas se han obtenido resultados razonables. En la referencia [21], también se destaca la falta de estudios a cerca de la respuesta de la frecuencia y el trabajo futuro necesario para su adecuado desarrollo.

- El comportamiento de la GD y el efecto de sus controles se ve distorsionado dentro de modelos de red extensos. Si el sistema cuenta con numerosos equipos generadores, cargas y líneas, los resultados de la GD se ven afectados.

A modo de conclusión complementaria, se recoge la necesidad de futura investigación en la adecuada parametrización del modelo para representar el comportamiento agregado de la GD tanto la existente como la que pueda ser desarrollada posteriormente.

Al mismo tiempo, también sería interesante definir la sensibilidad que presenta el modelo ante simulaciones en grandes sistemas. De esta forma sería posible la previsión de resultados alterados.

7. ANEXOS

7.1. Archivos .raw y .dyr modelo de red del apartado 5.3.1

Archivo .raw

@!IC, SBASE,REV,XFRRAT,NXFRAT,BASFRQ

0, 100.00, 34, 0, 0, 50.00 / PSS(R)E-34.4 MON, JUL 26 2021 13:56

GENERAL, THRSHZ=0.0001, PQBRAK=0.7, BLOWUP=5.0

GAUSS, ITMX=100, ACCP=1.6, ACCQ=1.6, ACCM=1.0, TOL=0.0001

NEWTON, ITMXN=20, ACCN=1.0, TOLN=0.1, VCTOLQ=0.1, VCTOLV=0.00001,
DVLIM=0.99, NDVFCT=0.99

ADJUST, ADJTHR=0.005, ACCTAP=1.0, TAPLIM=0.05, SWVBND=100.0, MXT PSS=99,
MXSWIM=10

TYSL, ITMXTY=20, ACCTY=1.0, TOLTY=0.00001

SOLVER, FNSL, ACTAPS=0, AREAIN=0, PHSHT=0, DCTAPS=1, SWSHNT=1, FLATST=0,
VARLIM=99, NONDIV=0

RATING, 1, "RATE1 ", "RATING SET 1 "

RATING, 2, "RATE2 ", "RATING SET 2 "

RATING, 3, "RATE3 ", "RATING SET 3 "

RATING, 4, "RATE4 ", "RATING SET 4 "

RATING, 5, "RATE5 ", "RATING SET 5 "

RATING, 6, "RATE6 ", "RATING SET 6 "

RATING, 7, "RATE7 ", "RATING SET 7 "

RATING, 8, "RATE8 ", "RATING SET 8 "

RATING, 9, "RATE9 ", "RATING SET 9 "

RATING,10, "RATE10", "RATING SET 10 "

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

RATING,11, "RATE11", "RATING SET 11 "

RATING,12, "RATE12", "RATING SET 12 "

0 / END OF SYSTEM-WIDE DATA, BEGIN BUS DATA

@! I,'NAME ', BASKV, IDE,AREA,ZONE,OWNER, VM, VA, NVHI, NVLO, EVHI, EVLO

1,'BUS1 ', 230.0000,3, 1, 1, 1,1.00000, 0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

2,'BUS2 ', 230.0000,1, 1, 1, 1,0.99492, - 0.5759,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

3,'BUS3 ', 230.0000,1, 1, 1, 1,1.00000, 0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

4,'BUS4 ', 230.0000,2, 1, 1, 1,1.00000, 0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA

@! I,'ID',STAT,AREA,ZONE, PL, QL, IP, IQ, YP, YQ, OWNER,SCALE,INTRPT, DGENP, DGENQ, DGENF

2,'1 ', 0, 1, 1, 100.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1, 0, 0.000, 0.000, 0

4,'1 ', 1, 1, 1, 29.500, 4.100, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1, 0, 0.000, 0.000, 0

0 / END OF LOAD DATA, BEGIN FIXED SHUNT DATA

@! I,'ID',STATUS, GL, BL

0 / END OF FIXED SHUNT DATA, BEGIN GENERATOR DATA

@! I,'ID', PG, QG, QT, QB, VS, IREG, MBASE, ZR, ZX, RT, XT, GTAP,STAT,RMPCT, PT, PB, O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4,WMOD, WPF,NREG

1,'1 ', 100.000, 51.263, 0.000, 0.000,1.00000, 1, 10000.000, 0.00000E+0, 1.00000E-2, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000

4,'1 ', 10.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 4, 100.000, 0.00000E+0, 1.00000E+0, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0, 2, 1.0000

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA

@! I, J,'CKT', R, X, B, 'N A M E', RATE1,
RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7, RATE8, RATE9, RATE10, RATE11,
RATE12, GI, BI, GJ, BJ,STAT,MET, LEN, O1, F1, O2, F2, O3, F3,
O4, F4

1, 2,'1 ', 2.50000E-3, 1.00000E-2, 0.00000,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

2, 3,'1 ', 8.00000E-4, 1.06667E-1, 0.00000,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

3, 4,'1 ', 1.06667E-1, 1.06667E-1, 0.00000,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA

@! I, J,'CKT', X, RATE1, RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7,
RATE8, RATE9, RATE10, RATE11, RATE12, STAT,NSTAT, MET,STYPE,'NAME'

0 / END OF SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA

@! I, J, K,'CKT',CW,CZ,CM, MAG1, MAG2,NMETR, 'N A M E',
STAT,O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4, 'VECGRP', ZCOD

@! R1-2, X1-2, SBASE1-2, R2-3, X2-3, SBASE2-3, R3-1, X3-1,
SBASE3-1, VMSTAR, ANSTAR

@!WINDV1, NOMV1, ANG1, RATE1-1, RATE1-2, RATE1-3, RATE1-4, RATE1-5, RATE1-
6, RATE1-7, RATE1-8, RATE1-9, RATE1-10, RATE1-11, RATE1-12,COD1,CONT1, RMA1,
RMI1, VMA1, VMI1, NTP1,TAB1, CR1, CX1, CNXA1,NOD1

@!WINDV2, NOMV2, ANG2, RATE2-1, RATE2-2, RATE2-3, RATE2-4, RATE2-5, RATE2-
6, RATE2-7, RATE2-8, RATE2-9, RATE2-10, RATE2-11, RATE2-12,COD2,CONT2, RMA2,
RMI2, VMA2, VMI2, NTP2,TAB2, CR2, CX2, CNXA2,NOD2

@!WINDV3, NOMV3, ANG3, RATE3-1, RATE3-2, RATE3-3, RATE3-4, RATE3-5, RATE3-
6, RATE3-7, RATE3-8, RATE3-9, RATE3-10, RATE3-11, RATE3-12,COD3,CONT3, RMA3,
RMI3, VMA3, VMI3, NTP3,TAB3, CR3, CX3, CNXA3,NOD3

2, 3, 0,'2 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'',1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,''

0.00000E+0, 1.00000E-4, 100.00

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000,
33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0

1.00000, 0.000

0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA

@! I, ISW, PDES, PTOL, 'ARNAME'

0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA

@! 'NAME', MDC, RDC, SETVL, VSCHD, VCMOD, RCOMP, DELTI, METER
DCVMIN, CCCITMX, CCCACC

@! IPR, NBR, ANMXR, ANMNR, RCR, XCR, EBASR, TRR, TAPR, TMXR, TMNR, STPR,
ICR, IFR, ITR, 'IDR', XCAPR, NDR

@! IPI, NBI, ANMXI, ANMNI, RCI, XCI, EBASI, TRI, TAPI, TMXI, TMNI, STPI, ICI,
IFI, ITI, 'IDI', XCAPI, NDI

0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA

@! 'NAME', MDC, RDC, O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4

@! IBUS, TYPE, MODE, DCSET, ACSET, ALOSS, BLOSS, MINLOSS, SMAX,
IMAX, PWF, MAXQ, MINQ, VSREG, RMPCT, NREG

0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA

@! I, T1, Re(F1), Im(F1), T2, Re(F2), Im(F2), T3, Re(F3), Im(F3), T4,
Re(F4), Im(F4), T5, Re(F5), Im(F5), T6, Re(F6), Im(F6)

@! T7, Re(F7), Im(F7), T8, Re(F8), Im(F8), T9, Re(F9), Im(F9), T10,
Re(F10), Im(F10), T11, Re(F11), Im(F11), T12, Re(F12), Im(F12)

@! ...

0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA

@! 'NAME', NCONV, NDCBS, NDCLN, MDC, VCONV, VCMOD, VCONVN

@! IB, N, ANGMX, ANGMN, RC, XC, EBAS, TR, TAP, TPMX, TPMN, TSTP,
SETVL, DCPF, MARG, CNVCOD

@! IDC, IB, AREA, ZONE, 'DCNAME', IDC2, RGRND, OWNER

@! IDC, JDC, 'DCCKT', MET, RDC, LDC

0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA

@! I, J,'ID',MET,DUM1, DUM2, DUM3, DUM4, DUM5, DUM6, DUM7, DUM8, DUM9

0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA

@! I, 'ZONAME'

0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA

@!ARFROM,ARTO,'TRID', PTRAN

0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA

@! I, 'OWNAME'

0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA

@! 'NAME', I, J,MODE, PDES, QDES, VSET, SHMX, TRMX, VTMN,
VTMX, VSMX, IMX, LINX, RMPCT,OWNER, SET1, SET2,VSREF, FCREG,
'MNAME' ,NREG

0 / END OF FACTS DEVICE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA

@! I,MODSW,ADJM,ST, VSWHI, VSWLO, SWREG, RMPCT, 'RMIDNT', BINIT,N1,
B1, N2, B2, N3, B3, N4, B4, N5, B5, N6, B6, N7, B7, N8, B8, NREG

0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN GNE DATA

@! 'NAME', 'MODEL', NTERM,BUS1...BUSNTERM,NREAL,NINTG,NCHAR

@!ST,OWNER,NMETR

@! REAL1...REAL(MIN(10,NREAL))

@! INTG1...INTG(MIN(10,NINTG))

@! CHAR1...CHAR(MIN(10,NCHAR))

0 / END OF GNE DATA, BEGIN INDUCTION MACHINE DATA

@! I,'ID',ST,SC,DC,AREA,ZONE,OWNER,TC,BC, MBASE, RATEKV,PC, PSET, H, A,
B, D, E, RA, XA, XM, R1, X1, R2, X2, X3,
E1, SE1, E2, SE2, IA1, IA2, XAMULT

0 / END OF INDUCTION MACHINE DATA, BEGIN SUBSTATION DATA

0 / END OF SUBSTATION DATA

Q

Archivo .dvr

1, 'USRMDL', 1, 'PLBVFU1', 1, 1, 3, 4, 3, 6,

1, 0, 'VsignalXX',

1, 1, 0.02, 0.02 /

4 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 1

0.02 0 -0.02 0.02 5 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.5 0.88 1.2 1.15
0.05 2 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 1 0.02 0.8 1 -1 /

7.2. Parámetros del apartado 5.3.1

*A excepción de las modificaciones recogidas en las tablas de cada apartado en el informe.

ICONS	
PfFlag	1
FreqFlag	0
PQFlag	1
GenFlag	1
VtripFlag	1
FtripFlag	0

CONSTANTES	
Trv	0.02
Trf	0
Dbd1	-99
Dbd2	99
Kqv	0
Vref0	-1
Tp	0.02
Tiq	0.02
Ddn	0

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

Dup	0
Fdbd1	-99
Fdbd2	99
Femax	0
Femin	0
PMAX	1
PMIN	0
DPmax	99
DPmin	-99
Tpord	0.02
Kpg	0
Kig	0
Imax	1.2
VI0	0.44
VI1	0.49
Vh0	1.2
Vh1	1.15
Tvl0	0.16
Tvl1	0.16
Tvh0	0.16
Tvh1	0.16
Vrfrac	0.6
FI	59.3
Fh	60.5
Tfl	0.16
Tfh	0.16
Tg	0.02
Rrpwr	0.1
Tv	0.02
Vpr	0.8
Iqhl	0
Iqll	0

7.3. Archivos .raw y .dyr modelo de red del apartado 5.3.2

*A excepción de las modificaciones para cada método de representación recogidas durante el apartado

Archivo .raw para el modelo de red sin representación GD y método de carga neta

@!IC, SBASE,REV,XFRRAT,NXFRAT,BASFRQ

0, 100.00, 34, 0, 0, 60.00 / PSS(R)E-34.4 THU, APR 29 2021 15:25

GENERAL, THRSZ=0.0001, PQBRAK=0.7, BLOWUP=5.0

GAUSS, ITMX=100, ACCP=1.6, ACCQ=1.6, ACCM=1.0, TOL=0.0001

NEWTON, ITMXN=20, ACCN=1.0, TOLN=0.1, VCTOLQ=0.1, VCTOLV=0.00001,
DVLIM=0.99, NDVFCT=0.99

ADJUST, ADJTHR=0.005, ACCTAP=1.0, TAPLIM=0.05, SWVBND=100.0, MXT PSS=99,
MXSWIM=10

TYSL, ITMXTY=20, ACCTY=1.0, TOLTY=0.00001

SOLVER, FNSL, ACTAPS=0, AREAIN=0, PHSFT=0, DCTAPS=1, SWSHNT=1, FLATST=0,
VARLIM=0, NONDIV=0

RATING, 1, "RATE1 ", "RATING SET 1 "

RATING, 2, "RATE2 ", "RATING SET 2 "

RATING, 3, "RATE3 ", "RATING SET 3 "

RATING, 4, "RATE4 ", "RATING SET 4 "

RATING, 5, "RATE5 ", "RATING SET 5 "

RATING, 6, "RATE6 ", "RATING SET 6 "

RATING, 7, "RATE7 ", "RATING SET 7 "

RATING, 8, "RATE8 ", "RATING SET 8 "

RATING, 9, "RATE9 ", "RATING SET 9 "

RATING,10, "RATE10", "RATING SET 10 "

RATING,11, "RATE11", "RATING SET 11 "

RATING,12, "RATE12", "RATING SET 12 "

0 / END OF SYSTEM-WIDE DATA, BEGIN BUS DATA

@! I,'NAME ', BASKV, IDE,AREA,ZONE,OWNER, VM, VA, NVHI, NVLO, EVHI,
EVLO

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

1,'BUS1	'	16.5000,3,	1,	1,	1,1.04000,
0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
2,'BUS 2	'	18.0000,2,	1,	1,	1,1.02500,
9.2800,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
3,'BUS 3	'	13.8000,2,	1,	1,	1,1.02500,
4.6648,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
4,'BUS 4	'	230.0000,1,	1,	1,	1,1.02579, -
2.2168,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
5,'BUS 5	'	230.0000,1,	1,	1,	1,0.99563, -
3.9888,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
6,'BUS 6	'	230.0000,1,	1,	1,	1,1.01265, -
3.6874,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
7,'BUS 7	'	230.0000,1,	1,	1,	1,1.02577,
3.7197,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
8,'BUS 8	'	230.0000,1,	1,	1,	1,1.01588,
0.7275,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					
9,'BUS 9	'	230.0000,1,	1,	1,	1,1.03235,
1.9667,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000					

0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA

@! I,'ID',STAT,AREA,ZONE, PL, QL, IP, IQ, YP, YQ,
OWNER,SCALE,INTRPT, DGENP, DGENQ, DGENF

5,'1 ', 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,
1, 0, 0.000, 0.000, 0

6,'1 ', 1, 1, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1,
0, 0.000, 0.000, 0

8,'1 ', 1, 1, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,
1, 0, 0.000, 0.000, 0

0 / END OF LOAD DATA, BEGIN FIXED SHUNT DATA

@! I,'ID',STATUS, GL, BL

0 / END OF FIXED SHUNT DATA, BEGIN GENERATOR DATA

@! I,'ID', PG, QG, QT, QB, VS, IREG, MBASE, ZR, ZX,
RT, XT, GTAP,STAT,RMPCT, PT, PB, O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4,
F4,WMOD, WPF,NREG

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

1,'1', 71.641, 27.046, 9900.000, -9900.000,1.04000, 1, 500.000, 0.00000E+0,
1.00000E+0, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 450.000, 0.000, 1,1.0000

2,'1', 163.000, 6.654, 9900.000, -9900.000,1.02500, 2, 250.000, 0.00000E+0,
1.00000E+0, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 240.000, 0.000, 1,1.0000

3,'1', 85.000, -10.860, 9900.000, -9900.000,1.02500, 3, 100.000,
0.00000E+0, 1.00000E+0, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 90.000,
0.000, 1,1.0000

0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA

@! I, J,'CKT', R, X, B, 'N A M E', RATE1,
RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7, RATE8, RATE9, RATE10, RATE11,
RATE12, GI, BI, GJ, BJ,STAT,MET, LEN, O1, F1, O2, F2, O3, F3,
O4, F4

4, 5,'1', 1.00000E-2, 8.50000E-2, 0.17600,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

4, 6,'1', 1.70000E-2, 9.20000E-2, 0.15800,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

5, 7,'1', 3.20000E-2, 1.61000E-1, 0.30600,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

6, 9,'1', 3.90000E-2, 1.70000E-1, 0.35800,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

7, 8,'1', 8.50000E-3, 7.20000E-2, 0.14900,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

8, 9,'1', 1.19000E-2, 1.00800E-1, 0.20900,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA

@! I, J,'CKT', X, RATE1, RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7,
RATE8, RATE9, RATE10, RATE11, RATE12, STAT,NSTAT, MET,STYPE,'NAME'

0 / END OF SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA

@! I, J, K,'CKT',CW,CZ,CM, MAG1, MAG2,NMETR, 'N A M E',
STAT,O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4, 'VECGRP', ZCOD

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

@! R1-2, X1-2, SBASE1-2, R2-3, X2-3, SBASE2-3, R3-1, X3-1,
SBASE3-1, VMSTAR, ANSTAR

@!WINDV1, NOMV1, ANG1, RATE1-1, RATE1-2, RATE1-3, RATE1-4, RATE1-5, RATE1-
6, RATE1-7, RATE1-8, RATE1-9, RATE1-10, RATE1-11, RATE1-12,COD1,CONT1, RMA1,
RMI1, VMA1, VMI1,NTP1,TAB1, CR1, CX1, CNXA1,NOD1

@!WINDV2, NOMV2, ANG2, RATE2-1, RATE2-2, RATE2-3, RATE2-4, RATE2-5, RATE2-
6, RATE2-7, RATE2-8, RATE2-9, RATE2-10, RATE2-11, RATE2-12,COD2,CONT2, RMA2,
RMI2, VMA2, VMI2,NTP2,TAB2, CR2, CX2, CNXA2,NOD2

@!WINDV3, NOMV3, ANG3, RATE3-1, RATE3-2, RATE3-3, RATE3-4, RATE3-5, RATE3-
6, RATE3-7, RATE3-8, RATE3-9, RATE3-10, RATE3-11, RATE3-12,COD3,CONT3, RMA3,
RMI3, VMA3, VMI3,NTP3,TAB3, CR3, CX3, CNXA3,NOD3

4, 1, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ,1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 5.76000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.50000, 0.51000, 1.50000, 0.51000,
159, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0

1.00000, 0.000

2, 7, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ,1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 6.25000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 2, 1.10000, 0.90000, 1.00000, 0.99000,
33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0

1.00000, 0.000

9, 3, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ,1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 5.86000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 9, 1.10000, 0.90000, 1.00000, 0.99000,
33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0

1.00000, 0.000

0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

@! I, ISW, PDES, PTOL, 'ARNAME'

1, 0, 0.000, 1.000,'1 '

0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA

@! 'NAME', MDC, RDC, SETVL, VSCHD, VCMOD, RCOMP, DELTI,METER
DCVMIN,CCCITMX, CCCACC

@! IPR,NBR,ANMXR,ANMNR, RCR, XCR, EBASR, TRR, TAPR, TMXR, TMNR, STPR,
ICR, IFR, ITR,'IDR',XCAPR,NDR

@! IPI,NBI,ANMXI,ANMNI, RCI, XCI, EBASI, TRI, TAPI, TMXI, TMNI, STPI, ICI,
IFI, ITI,'IDI',XCAPI,NDI

0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA

@! 'NAME', MDC, RDC, O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4

@!IBUS,TYPE,MODE, DCSET, ACSET, ALOSS, BLOSS, MINLOSS, SMAX,
IMAX, PWF, MAXQ, MINQ, VSREG, RMPCT,NREG

0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA

@!I, T1, Re(F1), Im(F1), T2, Re(F2), Im(F2), T3, Re(F3), Im(F3), T4,
Re(F4), Im(F4), T5, Re(F5), Im(F5), T6, Re(F6), Im(F6)

@! T7, Re(F7), Im(F7), T8, Re(F8), Im(F8), T9, Re(F9), Im(F9), T10,
Re(F10), Im(F10), T11, Re(F11), Im(F11), T12, Re(F12), Im(F12)

@! ...

0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA

@! 'NAME', NCONV,NDCBS,NDCLN, MDC, VCONV, VCMOD, VCONVN

@! IB, N,ANGMX,ANGMN, RC, XC, EBAS, TR, TAP, TPMX, TPMN, TSTP,
SETVL, DCPF, MARG,CNVCOD

@!IDC, IB,AREA,ZONE, 'DCNAME', IDC2, RGRND,OWNER

@!IDC,JDC,'DCCKT',MET, RDC, LDC

0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA

@! I, J,'ID',MET,DUM1, DUM2, DUM3, DUM4, DUM5, DUM6, DUM7, DUM8, DUM9

0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA

@! I, 'ZONAME'

1,'1'

0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA

@!ARFROM,ARTO,'TRID', PTRAN

0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA

@! I, 'OWNAME'

1,'1'

0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA

@! 'NAME', I, J,MODE, PDES, QDES, VSET, SHMX, TRMX, VTMN,
VTMX, VSMX, IMX, LINX, RMPCT,OWNER, SET1, SET2,VSREF, FCREG,
'MNAME' ,NREG

0 / END OF FACTS DEVICE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA

@! I,MODSW,ADJM,ST, VSWHI, VSWLO, SWREG, RMPCT, 'RMIDNT', BINIT,N1,
B1, N2, B2, N3, B3, N4, B4, N5, B5, N6, B6, N7, B7, N8, B8, NREG

0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN GNE DATA

@! 'NAME', 'MODEL', NTERM,BUS1...BUSNTERM,NREAL,NINTG,NCHAR

@!ST,OWNER,NMETR

@! REAL1...REAL(MIN(10,NREAL))

@! INTG1...INTG(MIN(10,NINTG))

@! CHAR1...CHAR(MIN(10,NCHAR))

0 / END OF GNE DATA, BEGIN INDUCTION MACHINE DATA

@! I,'ID',ST,SC,DC,AREA,ZONE,OWNER,TC,BC, MBASE, RATEKV,PC, PSET, H, A,
B, D, E, RA, XA, XM, R1, X1, R2, X2, X3,
E1, SE1, E2, SE2, IA1, IA2, XAMULT

0 / END OF INDUCTION MACHINE DATA, BEGIN SUBSTATION DATA

0 / END OF SUBSTATION DATA

Q

Archivo .dyr para el modelo de red sin representación GD y método de carga neta

// IEEE_9bus.dyr

1 'GENSAL' 1 8.96 0.05 0.05 9.55 1.60 0.3615 0.24 0.1508 0.10 0.06 1.01 1.02 /
2 'GENROU' 1 6.00 0.05 0.535 0.05 3.33 0.67 1.72 1.66 0.23 0.37 0.21 0.10 1.01
1.02 /
3 'GENROU' 1 5.89 0.05 0.60 0.05 2.35 0.47 1.68 1.61 0.23206 0.32 0.21 0.1536
1.01 1.02 /

// exciter

1 'IEEET1' 1 0.0 20.0 0.2 3.0 -3.0 1.0 0.314 0.063 0.35 0.0 2.8 0.3034 3.73 1.2884 /
2 'IEEET1' 1 0.0 20.0 0.2 3.0 -3.0 1.0 0.314 0.063 0.35 0.0 2.8 0.3034 3.73 1.2884 /
3 'IEEET1' 1 0.0 20.0 0.2 3.0 -3.0 1.0 0.314 0.063 0.35 0.0 2.8 0.3034 3.73 1.2884 /

// governor

1, 'IEESGO', 1, 25.0, 0,1.0,1.0,12.5, 0, 5.0,3.0,0.5, 1.0, 0,/
2, 'IEESGO', 1, 25.0, 0,1.0,1.0,12.5, 0, 5.0,3.0,0.5, 1.0, 0,/
3, 'IEESGO', 1, 25.0, 0,1.0,1.0,12.5, 0, 5.0,3.0,0.5, 1.0, 0,/

// stabilizer

1,'PSS2A',1,1,0,3,0,5,1,2,2,0,2,4,2,0.250,1,0.5,0.1,30,0.15,0.03,0.15,0.03,0.1,-0.1,/
2,'PSS2A',1,1,0,3,0,5,1,2,2,0,2,4,2,0.250,1,0.5,0.1,30,0.15,0.03,0.15,0.03,0.1,-0.1,/
3,'PSS2A',1,1,0,3,0,5,1,2,2,0,2,4,2,0.250,1,0.5,0.1,30,0.15,0.03,0.15,0.03,0.1,-0.1,/

Archivo .raw para el modelo de red con modelización de GD

@!IC, SBASE,REV,XFRRAT,NXFRAT,BASFRQ

0, 100.00, 34, 0, 0, 60.00 / PSS(R)E-34.4 SAT, MAY 29 2021 13:35

GENERAL, THRSZ=0.0001, PQBRAK=0.7, BLOWUP=5.0

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

GAUSS, ITMX=100, ACCP=1.6, ACCQ=1.6, ACCM=1.0, TOL=0.0001

NEWTON, ITMXN=20, ACCN=1.0, TOLN=0.1, VCTOLQ=0.1, VCTOLV=0.00001,
DVLIM=0.99, NDVFCT=0.99

ADJUST, ADJTHR=0.005, ACCTAP=1.0, TAPLIM=0.05, SWVBND=100.0, MXT PSS=99,
MXSWIM=10

TYSL, ITMXTY=20, ACCTY=1.0, TOLTY=0.00001

SOLVER, FNSL, ACTAPS=0, AREAIN=0, PHSHT=0, DCTAPS=1, SWSHNT=1, FLATST=0,
VARLIM=0, NONDIV=0

RATING, 1, "RATE1 ", "RATING SET 1 "

RATING, 2, "RATE2 ", "RATING SET 2 "

RATING, 3, "RATE3 ", "RATING SET 3 "

RATING, 4, "RATE4 ", "RATING SET 4 "

RATING, 5, "RATE5 ", "RATING SET 5 "

RATING, 6, "RATE6 ", "RATING SET 6 "

RATING, 7, "RATE7 ", "RATING SET 7 "

RATING, 8, "RATE8 ", "RATING SET 8 "

RATING, 9, "RATE9 ", "RATING SET 9 "

RATING,10, "RATE10", "RATING SET 10 "

RATING,11, "RATE11", "RATING SET 11 "

RATING,12, "RATE12", "RATING SET 12 "

0 / END OF SYSTEM-WIDE DATA, BEGIN BUS DATA

@! I,'NAME ', BASKV, IDE,AREA,ZONE,OWNER, VM, VA, NVHI, NVLO, EVHI,
EVLO

1,'BUS1 ', 16.5000,3, 1, 1, 1,1.04000,
0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

2,'BUS 2 ', 18.0000,2, 1, 1, 1,1.02500,
10.8150,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

```

3,'BUS 3          ', 13.8000,2,      1,      1,      1,1.02500,
5.9071,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

4,'BUS 4          ', 230.0000,1,     1,      1,      1,1.02628,  -
1.4373,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

5,'BUS 5          ', 230.0000,2,     1,      1,      1,0.99863,  -
2.1561,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

6,'BUS 6          ', 230.0000,1,     1,      1,      1,1.01282,  -
2.7453,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

7,'BUS 7          ', 230.0000,1,     1,      1,      1,1.02646,
5.2584,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

8,'BUS 8          ', 230.0000,1,     1,      1,      1,1.01634,
2.1447,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

9,'BUS 9          ', 230.0000,1,     1,      1,      1,1.03255,
3.2095,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

```

0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA

```

@! I,'ID',STAT,AREA,ZONE,  PL,    QL,    IP,    IQ,    YP,    YQ,
OWNER,SCALE,INTRPT, DGENP,  DGENQ, DGENF

5,'1 ', 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,
1, 0, 0.000, 0.000, 0

6,'1 ', 1, 1, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1,
0, 0.000, 0.000, 0

8,'1 ', 1, 1, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,
1, 0, 0.000, 0.000, 0

```

0 / END OF LOAD DATA, BEGIN FIXED SHUNT DATA

```

@! I,'ID',STATUS, GL,    BL

```

0 / END OF FIXED SHUNT DATA, BEGIN GENERATOR DATA

```

@! I,'ID',  PG,    QG,    QT,    QB,  VS,  IREG,  MBASE,  ZR,    ZX,
RT,    XT,  GTAP,STAT,RMPCT,  PT,    PB,  O1,  F1, O2,  F2, O3,  F3, O4,
F4,WMOD, WPF,NREG

1,'1 ', 46.478, 25.360, 9900.000, -9900.000,1.04000, 1, 500.000, 0.00000E+0,
1.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 450.000, 0.000, 1,1.0000

2,'1 ', 163.000, 5.516, 9900.000, -9900.000,1.02500, 2, 250.000, 0.00000E+0,
2.10000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 240.000, 0.000, 1,1.0000

```

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

3,'1 ', 85.000, -11.198, 9900.000, -9900.000,1.02500, 3, 100.000,
0.00000E+0, 2.10000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 90.000,
0.000, 1,1.0000

5,'1 ', 25.000, 0.000, 0.000, -0.000,1.00000, 5, 50.000, 0.00000E+0,
1.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000,
1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0, 2, 1.0000

0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA

@! I, J,'CKT', R, X, B, 'N A M E', RATE1,
RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7, RATE8, RATE9, RATE10, RATE11,
RATE12, GI, BI, GJ, BJ,STAT,MET, LEN, O1, F1, O2, F2, O3, F3,
O4, F4

4, 5,'1 ', 1.00000E-2, 8.50000E-2, 0.17600,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

4, 6,'1 ', 1.70000E-2, 9.20000E-2, 0.15800,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

5, 7,'1 ', 3.20000E-2, 1.61000E-1, 0.30600,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

6, 9,'1 ', 3.90000E-2, 1.70000E-1, 0.35800,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

7, 8,'1 ', 8.50000E-3, 7.20000E-2, 0.14900,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

8, 9,'1 ', 1.19000E-2, 1.00800E-1, 0.20900,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA

@! I, J,'CKT', X, RATE1, RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7,
RATE8, RATE9, RATE10, RATE11, RATE12, STAT,NSTAT, MET,STYPE,'NAME'

0 / END OF SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA

@! I, J, K,'CKT',CW,CZ,CM, MAG1, MAG2,NMETR, 'N A M E',
STAT,O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4, 'VECGRP', ZCOD

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

@! R1-2, X1-2, SBASE1-2, R2-3, X2-3, SBASE2-3, R3-1, X3-1,
SBASE3-1, VMSTAR, ANSTAR

@!WINDV1, NOMV1, ANG1, RATE1-1, RATE1-2, RATE1-3, RATE1-4, RATE1-5, RATE1-6,
RATE1-7, RATE1-8, RATE1-9, RATE1-10, RATE1-11, RATE1-12,COD1,CONT1, RMA1,
RMI1, VMA1, VMI1, NTP1,TAB1, CR1, CX1, CNXA1,NOD1

@!WINDV2, NOMV2, ANG2, RATE2-1, RATE2-2, RATE2-3, RATE2-4, RATE2-5, RATE2-6,
RATE2-7, RATE2-8, RATE2-9, RATE2-10, RATE2-11, RATE2-12,COD2,CONT2, RMA2,
RMI2, VMA2, VMI2, NTP2,TAB2, CR2, CX2, CNXA2,NOD2

@!WINDV3, NOMV3, ANG3, RATE3-1, RATE3-2, RATE3-3, RATE3-4, RATE3-5, RATE3-6,
RATE3-7, RATE3-8, RATE3-9, RATE3-10, RATE3-11, RATE3-12,COD3,CONT3, RMA3,
RMI3, VMA3, VMI3, NTP3,TAB3, CR3, CX3, CNXA3,NOD3

4, 1, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 5.76000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.50000, 0.51000, 1.50000, 0.51000,
159, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0

1.00000, 0.000

2, 7, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 6.25000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 2, 1.10000, 0.90000, 1.00000, 0.99000,
33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0

1.00000, 0.000

9, 3, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 5.86000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 9, 1.10000, 0.90000, 1.00000, 0.99000,
33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0

1.00000, 0.000

0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

@! I, ISW, PDES, PTOL, 'ARNAME'

1, 0, 0.000, 1.000,'1 '

0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA

@! 'NAME', MDC, RDC, SETVL, VSCHD, VCMOD, RCOMP, DELTI,METER
DCVMIN,CCCITMX, CCCACC

@! IPR,NBR,ANMXR,ANMNR, RCR, XCR, EBASR, TRR, TAPR, TMXR, TMNR, STPR,
ICR, IFR, ITR,'IDR',XCAPR,NDR

@! IPI,NBI,ANMXI,ANMNI, RCI, XCI, EBASI, TRI, TAPI, TMXI, TMNI, STPI, ICI,
IFI, ITI,'IDI',XCAPI,NDI

0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA

@! 'NAME', MDC, RDC, O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4

@!IBUS,TYPE,MODE, DCSET, ACSET, ALOSS, BLOSS, MINLOSS, SMAX,
IMAX, PWF, MAXQ, MINQ, VSREG, RMPCT,NREG

0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA

@!I, T1, Re(F1), Im(F1), T2, Re(F2), Im(F2), T3, Re(F3), Im(F3), T4,
Re(F4), Im(F4), T5, Re(F5), Im(F5), T6, Re(F6), Im(F6)

@! T7, Re(F7), Im(F7), T8, Re(F8), Im(F8), T9, Re(F9), Im(F9), T10,
Re(F10), Im(F10), T11, Re(F11), Im(F11), T12, Re(F12), Im(F12)

@! ...

0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA

@! 'NAME', NCONV,NDCBS,NDCLN, MDC, VCONV, VCMOD, VCONVN

@! IB, N,ANGMX,ANGMN, RC, XC, EBAS, TR, TAP, TPMX, TPMN, TSTP,
SETVL, DCPF, MARG,CNVCOD

@!IDC, IB,AREA,ZONE, 'DCNAME', IDC2, RGRND,OWNER

@!IDC,JDC,'DCCKT',MET, RDC, LDC

0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA

@! I, J,'ID',MET,DUM1, DUM2, DUM3, DUM4, DUM5, DUM6, DUM7, DUM8, DUM9

0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA

@! I, 'ZONAME'

1,'1'

0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA

@!ARFROM,ARTO,'TRID', PTRAN

0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA

@! I, 'OWNAME'

1,'1'

0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA

@! 'NAME', I, J,MODE, PDES, QDES, VSET, SHMX, TRMX, VTMN,
VTMX, VSMX, IMX, LINX, RMPCT,OWNER, SET1, SET2,VSREF, FCREG,
'MNAME' ,NREG

0 / END OF FACTS DEVICE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA

@! I,MODSW,ADJM,ST, VSWHI, VSWLO, SWREG, RMPCT, 'RMIDNT', BINIT,N1,
B1, N2, B2, N3, B3, N4, B4, N5, B5, N6, B6, N7, B7, N8, B8, NREG

0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN GNE DATA

@! 'NAME', 'MODEL', NTERM,BUS1...BUSNTERM,NREAL,NINTG,NCHAR

@!ST,OWNER,NMETR

@! REAL1...REAL(MIN(10,NREAL))

@! INTG1...INTG(MIN(10,NINTG))

@! CHAR1...CHAR(MIN(10,NCHAR))

0 / END OF GNE DATA, BEGIN INDUCTION MACHINE DATA

@! I,'ID',ST,SC,DC,AREA,ZONE,OWNER,TC,BC, MBASE, RATEKV,PC, PSET, H, A,
B, D, E, RA, XA, XM, R1, X1, R2, X2, X3,
E1, SE1, E2, SE2, IA1, IA2, XAMULT

0 / END OF INDUCTION MACHINE DATA, BEGIN SUBSTATION DATA

0 / END OF SUBSTATION DATA

Q

Archivo .dyr para el modelo de red con modelización de GD

// IEEE_9bus.dyr

1 'GENSAL' 1 8.96 0.05 0.05 9.55 1.60 0.3615 0.24 0.1508 0.10 0.06 1.01 1.02 /

2 'GENROU' 1 6.00 0.05 0.535 0.05 3.33 0.67 1.72 1.66 0.23 0.37 0.21 0.10 1.01
1.02 /

3 'GENROU' 1 5.89 0.05 0.60 0.05 2.35 0.47 1.68 1.61 0.23206 0.32 0.21 0.1536
1.01 1.02 /

// exciter

1 'IEEET1' 1 0.0 20.0 0.2 3.0 -3.0 1.0 0.314 0.063 0.35 0.0 2.8 0.3034 3.73 1.2884 /

2 'IEEET1' 1 0.0 20.0 0.2 3.0 -3.0 1.0 0.314 0.063 0.35 0.0 2.8 0.3034 3.73 1.2884 /

3 'IEEET1' 1 0.0 20.0 0.2 3.0 -3.0 1.0 0.314 0.063 0.35 0.0 2.8 0.3034 3.73 1.2884 /

// governor

1, 'IEESGO', 1, 25.0, 0,1.0,1.0,12.5, 0, 5.0,3.0,0.5, 1.0, 0, /

2, 'IEESGO', 1, 25.0, 0,1.0,1.0,12.5, 0, 5.0,3.0,0.5, 1.0, 0, /

3, 'IEESGO', 1, 25.0, 0,1.0,1.0,12.5, 0, 5.0,3.0,0.5, 1.0, 0, /

// stabilizer

1,'PSS2A',1,1,0,3,0,5,1,2,2,0,2,4,2,0.250,1,0.5,0.1,30,0.15,0.03,0.15,0.03,0.1,-0.1, /

2,'PSS2A',1,1,0,3,0,5,1,2,2,0,2,4,2,0.250,1,0.5,0.1,30,0.15,0.03,0.15,0.03,0.1,-0.1, /

3,'PSS2A',1,1,0,3,0,5,1,2,2,0,2,4,2,0.250,1,0.5,0.1,30,0.15,0.03,0.15,0.03,0.1,-0.1, /

5 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 0

0.02 0 -99 99 5 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.44 0.49 1.2 1.15
0.16 0.16 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 0.1 0.02 0.8 1 -1 /

7.4. Parámetros del apartado 5.3.2

ICONS	
PfFlag	1
FreqFlag	0
PQFlag	1
GenFlag	1
VtripFlag	1
FtripFlag	0

CONSTANTES	
Trv	0.02
Trf	0
Dbd1	-0.02
Dbd2	0.02
Kqv	5
Vref0	-1
Tp	0.02
Tiq	0.02
Ddn	0
Dup	0
Fdbd1	-99
Fdbd2	99
Femax	0
Femin	0
PMAX	1
PMIN	0
DPmax	99
DPmin	-99
Tpord	0.02
Kpg	0
Kig	0
Imax	1.2
VI0	0.44
VI1	0.49
Vh0	1.2

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

Vh1	1.15
Tvl0	0.16
Tvl1	0.16
Tvh0	0.16
Tvh1	0.16
Tv	0.02
Vpr	0.8
Iqhl	1
Iqll	-1

7.5. Archivo .raw modelo de red de los apartados 5.3.3.1 y 5.3.3.2

```
@!IC, SBASE,REV,XFRRAT,NXFRAT,BASFRQ
0, 100.00, 34, 0, 0, 60.00 / PSS(R)E-34.4 THU, JUL 29 2021 10:28

GENERAL, THRSHZ=0.0001, PQBRAK=0.7, BLOWUP=5.0
GAUSS, ITMX=100, ACCP=1.6, ACCQ=1.6, ACCM=1.0, TOL=0.0001
NEWTON, ITMXN=20, ACCN=1.0, TOLN=0.1, VCTOLQ=0.1, VCTOLV=0.00001,
DVLIM=0.99, NDFVCT=0.99
ADJUST, ADJTHR=0.005, ACCTAP=1.0, TAPLIM=0.05, SWVBND=100.0, MXT PSS=99,
MXSWIM=10
TYSL, ITMXTY=20, ACCTY=1.0, TOLTY=0.00001
SOLVER, FNSL, ACTAPS=0, AREAIN=0, PHSHT=0, DCTAPS=1, SWSHNT=1, FLATST=0,
VARLIM=0, NONDIV=0
RATING, 1, "RATE1 ", "RATING SET 1 "
RATING, 2, "RATE2 ", "RATING SET 2 "
RATING, 3, "RATE3 ", "RATING SET 3 "
RATING, 4, "RATE4 ", "RATING SET 4 "
RATING, 5, "RATE5 ", "RATING SET 5 "
RATING, 6, "RATE6 ", "RATING SET 6 "
RATING, 7, "RATE7 ", "RATING SET 7 "
RATING, 8, "RATE8 ", "RATING SET 8 "
RATING, 9, "RATE9 ", "RATING SET 9 "
RATING,10, "RATE10", "RATING SET 10 "
RATING,11, "RATE11", "RATING SET 11 "
RATING,12, "RATE12", "RATING SET 12 "
0 / END OF SYSTEM-WIDE DATA, BEGIN BUS DATA
@! I,'NAME ', BASKV, IDE,AREA,ZONE,OWNER, VM, VA, NVHI, NVLO, EVHI,
EVLO
1,'BUS1 ', 16.5000,3, 1, 1, 1,1.04000,
0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
2,'BUS 2 ', 18.0000,2, 1, 1, 1,1.02500,
10.8150,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
3,'BUS 3 ', 13.8000,2, 1, 1, 1,1.02500,
5.9071,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
4,'BUS 4 ', 230.0000,1, 1, 1, 1,1.02628, -
1.4373,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
5,'BUS 5 ', 230.0000,2, 1, 1, 1,0.99863, -
2.1561,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
```

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

```

6,'BUS 6          ', 230.0000,2,      1,      1,      1,1.01282,      -
2.7453,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
7,'BUS 7          ', 230.0000,1,      1,      1,      1,1.02646,
5.2584,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
8,'BUS 8          ', 230.0000,2,      1,      1,      1,1.01634,
2.1447,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
9,'BUS 9          ', 230.0000,1,      1,      1,      1,1.03255,
3.2095,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
@! I,'ID',STAT,AREA,ZONE,      PL,      QL,      IP,      IQ,      YP,      YQ,
OWNER,SCALE,INTRPT, DGENP,      DGENQ, DGENF
5,'1 ', 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,
1, 0, 0.000, 0.000, 0
6,'1 ', 1, 1, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1,
0, 0.000, 0.000, 0
8,'1 ', 1, 1, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,
1, 0, 0.000, 0.000, 0
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN FIXED SHUNT DATA
@! I,'ID',STATUS, GL,      BL
0 / END OF FIXED SHUNT DATA, BEGIN GENERATOR DATA
@! I,'ID',      PG,      QG,      QT,      QB,      VS,      IREG,      MBASE,      ZR,      ZX,
RT,      XT,      GTAP,STAT,RMPCT,      PT,      PB,      O1,      F1,      O2,      F2,      O3,      F3,      O4,
F4,WMOD, WPF,NREG
1,'1 ', 6.478, 25.360, 9900.000, -9900.000,1.04000, 1, 500.000, 0.00000E+0,
1.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 450.000, 0.000, 1,1.0000
2,'1 ', 103.000, 5.516, 9900.000, -9900.000,1.02500, 2, 250.000, 0.00000E+0,
2.10000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 240.000, 0.000, 1,1.0000
3,'1 ', 35.000, -11.198, 9900.000, -9900.000,1.02500, 3, 100.000,
0.00000E+0, 2.10000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 90.000,
0.000, 1,1.0000
5,'1 ', 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 5, 50.000, 0.00000E+0,
1.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000,
1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0, 2, 1.0000
6,'1 ', 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 6, 50.000, 0.00000E+0,
1.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000,
1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0, 2, 1.0000
8,'1 ', 50.000, 0.000, 9999.000, -9999.000,1.00000, 8, 100.000, 0.00000E+0,
1.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000,
1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0, 2, 1.0000
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA
@! I,      J,'CKT',      R,      X,      B,      'N A M E',      RATE1,
RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7, RATE8, RATE9, RATE10, RATE11,
RATE12,      GI,      BI,      GJ,      BJ,STAT,MET, LEN, O1, F1, O2, F2, O3, F3,
O4, F4
4, 5,'1 ', 1.00000E-2, 8.50000E-2, 0.17600,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000
4, 6,'1 ', 1.70000E-2, 9.20000E-2, 0.15800,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000
5, 7,'1 ', 3.20000E-2, 1.61000E-1, 0.30600,'', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

```

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

```

6, 9,'1 ', 3.90000E-2, 1.70000E-1, 0.35800,' ', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000
7, 8,'1 ', 8.50000E-3, 7.20000E-2, 0.14900,' ', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
8, 9,'1 ', 1.19000E-2, 1.00800E-1, 0.20900,' ', 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA
@! I, J,'CKT', X, RATE1, RATE2, RATE3, RATE4, RATE5, RATE6, RATE7,
RATE8, RATE9, RATE10, RATE11, RATE12, STAT,NSTAT, MET,STYPE,'NAME'
0 / END OF SYSTEM SWITCHING DEVICE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
@! I, J, K,'CKT',CW,CZ,CM, MAG1, MAG2,NMETR, 'N A M E',
STAT,O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4, 'VECGRP',ZCOD
@! R1-2, X1-2, SBASE1-2, R2-3, X2-3, SBASE2-3, R3-1, X3-1,
SBASE3-1, VMSTAR, ANSTAR
@!WINDV1, NOMV1, ANG1, RATE1-1, RATE1-2, RATE1-3, RATE1-4, RATE1-5, RATE1-
6, RATE1-7, RATE1-8, RATE1-9, RATE1-10, RATE1-11, RATE1-12,COD1,CONT1, RMA1,
RMI1, VMA1, VMI1,NTP1,TAB1, CR1, CX1, CNXA1,NOD1
@!WINDV2, NOMV2, ANG2, RATE2-1, RATE2-2, RATE2-3, RATE2-4, RATE2-5, RATE2-
6, RATE2-7, RATE2-8, RATE2-9, RATE2-10, RATE2-11, RATE2-12,COD2,CONT2, RMA2,
RMI2, VMA2, VMI2,NTP2,TAB2, CR2, CX2, CNXA2,NOD2
@!WINDV3, NOMV3, ANG3, RATE3-1, RATE3-2, RATE3-3, RATE3-4, RATE3-5, RATE3-
6, RATE3-7, RATE3-8, RATE3-9, RATE3-10, RATE3-11, RATE3-12,COD3,CONT3, RMA3,
RMI3, VMA3, VMI3,NTP3,TAB3, CR3, CX3, CNXA3,NOD3
4, 1, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '
0.00000E+0, 5.76000E-2, 100.00
1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.50000, 0.51000, 1.50000, 0.51000,
159, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0
1.00000, 0.000
2, 7, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '
0.00000E+0, 6.25000E-2, 100.00
1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 2, 1.10000, 0.90000, 1.00000, 0.99000,
33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0
1.00000, 0.000
9, 3, 0,'1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1,
1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '
0.00000E+0, 5.86000E-2, 100.00
1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 9, 1.10000, 0.90000, 1.00000, 0.99000,
33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000, 0
1.00000, 0.000
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA
@! I, ISW, PDES, PTOL, 'ARNAME'
1, 0, 0.000, 1.000,'1 '
0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA
@! 'NAME', MDC, RDC, SETVL, VSCHD, VCMOD, RCOMP, DELTI,METER
DCVMIN,CCCITMX,CCCACC
@! IPR,NBR,ANMXR,ANMNR, RCR, XCR, EBASR, TRR, TAPR, TMXR, TMNR, STPR,
ICR, IFR, ITR,'IDR',XCAPR,NDR

```

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

```
@! IPI,NBI,ANMXI,ANMNI, RCI, XCI, EBASI, TRI, TAPI, TMXI, TMNI, STPI, ICI,
IFI, ITI,'IDI', XCAPI,NDI
0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA
@! 'NAME', MDC, RDC, O1, F1, O2, F2, O3, F3, O4, F4
@!IBUS,TYPE,MODE, DCSET, ACSET, ALOSS, BLOSS, MINLOSS, SMAX,
IMAX, PWF, MAXQ, MINQ, VSREG, RMPCT,NREG
0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA
@!I, T1, Re(F1), Im(F1), T2, Re(F2), Im(F2), T3, Re(F3), Im(F3), T4,
Re(F4), Im(F4), T5, Re(F5), Im(F5), T6, Re(F6), Im(F6)
@! T7, Re(F7), Im(F7), T8, Re(F8), Im(F8), T9, Re(F9), Im(F9), T10,
Re(F10), Im(F10), T11, Re(F11), Im(F11), T12, Re(F12), Im(F12)
@!
...
0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA
@! 'NAME', NCONV,NDCBS,NDCLN, MDC, VCONV, VCMOD, VCONVN
@! IB, N,ANGMX,ANGMN, RC, XC, EBAS, TR, TAP, TPMX, TPMN, TSTP,
SETVL, DCPF, MARG,CNVCOD
@!IDC, IB,AREA,ZONE, 'DCNAME', IDC2, RGRND,OWNER
@!IDC,JDC,'DCCKT',MET, RDC, LDC
0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA
@! I, J,'ID',MET,DUM1, DUM2, DUM3, DUM4, DUM5, DUM6, DUM7, DUM8, DUM9
0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA
@! I, 'ZONAME'
1,'1'
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
@!ARFROM,ARTO,'TRID', PTRAN
0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA
@! I, 'OWNAME'
1,'1'
0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA
@! 'NAME', I, J,MODE, PDES, QDES, VSET, SHMX, TRMX, VTMN,
VTMX, VSMX, IMX, LINX, RMPCT,OWNER, SET1, SET2,VSREF, FCREG,
'MNAME' ,NREG
0 / END OF FACTS DEVICE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA
@! I,MODSW,ADJM,ST, VSWHI, VSWLO, SWREG, RMPCT, 'RMIDNT', BINIT,N1,
B1, N2, B2, N3, B3, N4, B4, N5, B5, N6, B6, N7, B7, N8, B8, NREG
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN GNE DATA
@! 'NAME', 'MODEL', NTERM,BUS1...BUSNTERM,NREAL,NINTG,NCHAR
@!ST,OWNER,NMETR
@! REAL1...REAL(MIN(10,NREAL))
@! INTG1...INTG(MIN(10,NINTG))
@! CHAR1...CHAR(MIN(10,NCHAR))
0 / END OF GNE DATA, BEGIN INDUCTION MACHINE DATA
@! I,'ID',ST,SC,DC,AREA,ZONE,OWNER,TC,BC, MBASE, RATEKV,PC, PSET, H, A,
B, D, E, RA, XA, XM, R1, X1, R2, X2, X3,
E1, SE1, E2, SE2, IA1, IA2, XAMULT
0 / END OF INDUCTION MACHINE DATA, BEGIN SUBSTATION DATA
0 / END OF SUBSTATION DATA
Q
```

7.6. Archivo .dyr modelo de red del apartado 5.3.3.1

```

1 'GENSAL' 1  8.9600  0.50000E-01 0.50000E-01  9.5500
      1.6000  0.36150  0.24000  0.15080  0.10000
      0.60000E-01  1.0100  1.0200  /
1 'PSS2A' 1  1  0  3  0
      5  1  2.0000  2.0000  0.0000
      2.0000  4.0000  2.0000  0.25000  1.0000
      0.50000  0.10000  30.000  0.15000  0.30000E-01
      0.15000  0.30000E-01 0.10000  -0.10000  /
1 'IEEET1' 1  0.0000  20.000  0.20000  3.0000
      -3.0000  1.0000  0.31400  0.63000E-01 0.35000
      0.0000  2.8000  0.30340  3.7300  1.2884  /
1 'IEESGO' 1  25.000  0.0000  1.0000  1.0000
      12.500  0.0000  5.0000  3.0000  0.50000
      1.0000  0.0000  /
2 'GENROU' 1  6.0000  0.50000E-01 0.53500  0.50000E-01
      3.3300  0.67000  1.7200  1.6600  0.23000
      0.37000  0.21000  0.10000  1.0100  1.0200  /
2 'PSS2A' 1  1  0  3  0
      5  1  2.0000  2.0000  0.0000
      2.0000  4.0000  2.0000  0.25000  1.0000
      0.50000  0.10000  30.000  0.15000  0.30000E-01
      0.15000  0.30000E-01 0.10000  -0.10000  /

```

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

```

2 'IEEET1' 1 0.0000 20.000 0.20000 3.0000
-3.0000 1.0000 0.31400 0.63000E-01 0.35000
0.0000 2.8000 0.30340 3.7300 1.2884 /
2 'IEESGO' 1 25.000 0.0000 1.0000 1.0000
12.500 0.0000 5.0000 3.0000 0.50000
1.0000 0.0000 /
3 'GENROU' 1 5.8900 0.50000E-01 0.60000 0.50000E-01
2.3500 0.47000 1.6800 1.6100 0.23206
0.32000 0.21000 0.15360 1.0100 1.0200 /
3 'PSS2A' 1 1 0 3 0
5 1 2.0000 2.0000 0.0000
2.0000 4.0000 2.0000 0.25000 1.0000
0.50000 0.10000 30.000 0.15000 0.30000E-01
0.15000 0.30000E-01 0.10000 -0.10000 /
3 'IEEET1' 1 0.0000 20.000 0.20000 3.0000
-3.0000 1.0000 0.31400 0.63000E-01 0.35000
0.0000 2.8000 0.30340 3.7300 1.2884 /
3 'IEESGO' 1 25.000 0.0000 1.0000 1.0000
12.500 0.0000 5.0000 3.0000 0.50000
1.0000 0.0000 /
5 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 1
0.02 0 -99 99 0 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.44 0.49 1.2 1.15
0.16 0.16 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 0.1 0.02 0.8 0 0 /
6 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 1
0.02 0 -99 99 0 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.44 0.49 1.2 1.15
0.16 0.16 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 0.1 0.02 0.8 0 0 /

```

8 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 1

0.02 0 -99 99 0 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.44 0.49 1.2 1.15
0.16 0.16 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 0.1 0.02 0.8 0 0 /

7.7. Archivo .dyr modelo de red del apartado 5.3.3.2

```

1 'GENSAL' 1 8.9600 0.50000E-01 0.50000E-01 9.5500
  1.6000 0.36150 0.24000 0.15080 0.10000
  0.60000E-01 1.0100 1.0200 /
1 'PSS2A' 1 1 0 3 0
  5 1 2.0000 2.0000 0.0000
  2.0000 4.0000 2.0000 0.25000 1.0000
  0.50000 0.10000 30.000 0.15000 0.30000E-01
  0.15000 0.30000E-01 0.10000 -0.10000 /
1 'IEEET1' 1 0.0000 20.000 0.20000 3.0000
  -3.0000 1.0000 0.31400 0.63000E-01 0.35000
  0.0000 2.8000 0.30340 3.7300 1.2884 /
1 'IEESGO' 1 25.000 0.0000 1.0000 1.0000
  12.500 0.0000 5.0000 3.0000 0.50000
  1.0000 0.0000 /
2 'GENROU' 1 6.0000 0.50000E-01 0.53500 0.50000E-01
  3.3300 0.67000 1.7200 1.6600 0.23000
  0.37000 0.21000 0.10000 1.0100 1.0200 /
2 'PSS2A' 1 1 0 3 0
  5 1 2.0000 2.0000 0.0000
  2.0000 4.0000 2.0000 0.25000 1.0000
  0.50000 0.10000 30.000 0.15000 0.30000E-01
  0.15000 0.30000E-01 0.10000 -0.10000 /
2 'IEEET1' 1 0.0000 20.000 0.20000 3.0000
  -3.0000 1.0000 0.31400 0.63000E-01 0.35000
  0.0000 2.8000 0.30340 3.7300 1.2884 /
2 'IEESGO' 1 25.000 0.0000 1.0000 1.0000
  12.500 0.0000 5.0000 3.0000 0.50000
  1.0000 0.0000 /
3 'GENROU' 1 5.8900 0.50000E-01 0.60000 0.50000E-01
  2.3500 0.47000 1.6800 1.6100 0.23206
  0.32000 0.21000 0.15360 1.0100 1.0200 /
3 'PSS2A' 1 1 0 3 0
  5 1 2.0000 2.0000 0.0000
  2.0000 4.0000 2.0000 0.25000 1.0000
  0.50000 0.10000 30.000 0.15000 0.30000E-01
  0.15000 0.30000E-01 0.10000 -0.10000 /
3 'IEEET1' 1 0.0000 20.000 0.20000 3.0000
  -3.0000 1.0000 0.31400 0.63000E-01 0.35000
  0.0000 2.8000 0.30340 3.7300 1.2884 /
3 'IEESGO' 1 25.000 0.0000 1.0000 1.0000
  12.500 0.0000 5.0000 3.0000 0.50000
  1.0000 0.0000 /
5 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 1
0.02 0 -0.05 0.05 10 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.44 0.49 1.2
1.15 0.16 0.16 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 0.1 0.02 0.8 1 -1 /
6 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 1

```

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

```
0.02 0 -0.05 0.05 10 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.44 0.49 1.2
1.15 0.16 0.16 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 0.1 0.02 0.8 1 -1 /
8 'USRMDL' 1 'DERAU1' 101 1 6 41 10 23 1 0 1 1 1 1
0.02 0 -0.05 0.05 10 -1 0.02 0.02 0 0 -99 99 0 0 1 0 99 -99 0.02 0 0 1.2 0.44 0.49 1.2
1.15 0.16 0.16 0.16 0.16 0.6 59.3 60.5 0.16 0.16 0.02 0.1 0.02 0.8 1 -1 /
```

7.8. Parámetros del apartado 5.3.3.1

*A excepción de las modificaciones recogidas en las tablas de cada apartado en el informe

ICONS	
PfFlag	1
FreqFlag	0
PQFlag	1
GenFlag	1
VtripFlag	1
FtripFlag	0

CONSTANTES	
Trv	0.02
Trf	0
Dbd1	-0.02
Dbd2	0.02
Kqv	0
Vref0	-1
Tp	0.02
Tiq	0.02
Ddn	0
Dup	0
Fdbd1	-99
Fdbd2	99
Femax	0
Femin	0
PMAX	1
PMIN	0
DPmax	99
DPmin	-99
Tpord	0.02

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

Kpg	0
Kig	0
Imax	1.2
VI0	0.44
VI1	0.49
Vh0	1.2
Vh1	1.15
Tvl0	0.16
Tvl1	0.16
Tvh0	0.16
Tvh1	0.16
Tv	0.02
Vpr	0.8
Iqhl	0
Iqll	0

7.9. Parámetros del apartado 5.3.3.2

*A excepción de las modificaciones recogidas en las tablas de cada apartado en el informe

ICONS	
PfFlag	1
FreqFlag	0
PQFlag	1
GenFlag	1
VtripFlag	1
FtripFlag	0

**Modelización de la generación eléctrica distribuida
para la realización de estudios de red**

CONSTANTES	
Trv	0.02
Trf	0
Dbd1	-0.02
Dbd2	0.02
Kqv	5
Vref0	-1
Tp	0.02
Tiq	0.02
Ddn	0
Dup	0
Fdbd1	-99
Fdbd2	99
Femax	0
Femin	0
PMAX	1
PMIN	0
DPmax	99
DPmin	-99
Tpord	0.02
Kpg	0
Kig	0
Imax	1.2
VI0	0.44
VI1	0.49
Vh0	1.2
Vh1	1.15
TvI0	0.16
TvI1	0.16
Tvh0	0.16
Tvh1	0.16
Tv	0.02
Vpr	0.8
Iqhl	1
Iqll	-1

8. Bibliografía

- [1] G. A. L. S. Thomas Ackermann, «Distributed Generation: a definition,» [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779601001018>.
- [2] UNED, *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*, Madrid, 2015.
- [3] «REE,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- [4] MGomez, *Tesis: Sistema de generación eléctrica con pila de combustible de óxido sólido alimentado con residuos forestales y su optimización mediante algoritmos basados en nubes de partículas, Capítulo 2: Generación Distribuida*.
- [5] GCEM, «Impacto de la Generación Distribuida sobre el Esquema de Protecciones en una Red de Distribución,» Conferencia: Seminario Internacional en Fuentes Alternativas de Energía y Eficiencia Energética (SIFAE), Bogotá, Colombia 2013. [En línea]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/284162090>.
- [6] ENTSOE, «Dispersed Generation Impact On Continental Europe Region Security,» 2014. [En línea]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150113_ENTSO-E_Position_Paper_Dispersed_Generation_Impact_on_CE_Security.pdf.
- [7] P. F. J. M. M. y. J. L. M. David Trebolle, «Revista Anales Icai: El control de tensión en redes de distribución con generación distribuida,» Vol 89, Nº 4, Páginas 8-15 2012. [En línea]. Available: https://revista-anales.icai.es/web/n_13/pdf/seccion_3.pdf.
- [8] L. X. Á. Quito, «Disertación: Impacto de la Generación Distribuida en la Red de Distribución,» 2017. [En línea]. Available: https://iconline.ipleiria.pt/bitstream/10400.8/3170/1/Disertaci%C3%B3n_Leonardo+%C3%81lvarez_27-10-2017.pdf.
- [9] G. T. a. D. IET, «Impact analysis of recovery ramp rate after momentary cessation in inverted-based distributed generators on power system transient stability,» 2020. [En línea]. Available: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/gtd2.12004>.
- [10] W. NERC, «Inventory of Bulk Electric System Inverter-Based Resource,» 2019 páginas 51-56 Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia). [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8715960>.

- [11] NERC, «Distributed Energy Resources- Connection Modeling and Reliability Considerations,» 2017. [En línea]. Available: https://www.nerc.com/comm/Other/essntlrbltysrvkstskfrcdl/Distributed_Energy_Resources_Report.pdf.
- [12] IEEE, «Industrial Recommendation of Modeling of Inverter-Based Generators for Power System Dynamic Studies With Focus on Photovoltaic,» 2018. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=8292841>.
- [13] WECC, «Solar Photovoltaic Power Plant Modeling,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.wecc.org/Reliability/Solar%20PV%20Plant%20Modeling%20and%20Validation%20Guideline.pdf>.
- [14] Cired, «Modelling and dynamic performance of inverter based generation in power system studies: an international questionnaire survey,» 2017. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/321199991_Modelling_and_dynamic_performance_of_inverter_based_generation_in_power_system_studies_an_international_questionnaire_survey.
- [15] WECC, «Specification of the Second Generation Generic Models for Wind Turbine Generators,» 2014. [En línea]. Available: https://www.wecc.biz/Reliability/Report_on_Final_all_WTG_Description_111113.pdf.
- [16] WECC, «WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf>.
- [17] EPRI, «The New Aggregated Distributed Energy Resources (der_a) Model for Transmission Planning Studies,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.epri.com/research/products/000000003002015320>.
- [18] W. REMTF, «Generic Models PV Plants,» [En línea]. Available: https://www.esig.energy/wiki-main-page/generic-models-pv-plants/#WECC_Generic_Model_for_Large-scale_PV_Plants.
- [19] WECC, «Generic Photovoltaic System Models from WECC,» 2015. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/280730908_Generic_Photovoltaic_System_Models_for_WECC_-_A_Status_Report.
- [20] NERC, «Reliability Guideline Parameterization of the DER_A Model,» 2019. [En línea]. Available: https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Reliability_Guideline_DER_A_Parameterization.pdf.
- [21] CIGRE, «An aggregate dynamic model for distributed energy resources for power system stability studies,» 2019. [En línea]. Available: (PDF) An Aggregate Dynamic Model for Distributed Energy Resources for Power System Stability Studies (researchgate.net).

- [22] P. S. E. Center, «Distribution-Connected PV's Response to Voltage Sags at Transmission-Scale,» Conferencia de especialistas fotovoltaicos N°43 (PVSC), Portland, 2016. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7749985>.
- [23] CIGRE, «Developing Dynamic Load Models for the Australian National Electricity Market with a Focus on Distributed Energy Resources,» 2021. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Pouyan-Pourbeik/publication/349254952_Developing_Dynamic_Load_Models_for_the_Australian_National_Electricity_Market_with_a_Focus_on_Distributed_Energy_Resources.
- [24] «PSS®E 34,» [En línea]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-e.html>.