

# Anexos

# Anexos A

## Método tiempo crítico de despeje

El proceso seguido para la obtención de la diferencia de ángulo máximo de potencia se describe a continuación:

1. Dentro del módulo que ofrece PowerWorld 'Transient Stability', se comienza modelando el cortocircuito que se va a simular, por ejemplo, un cortocircuito trifásico en el nodo 2 que se despejará en 0.16 segundos.

	Object Pretty	Time (Cycles)	Time (Seconds)	Enabled	Object	Description
1	Bus Bus 2	50.0	1.000000	CHECK	Bus '2'	FAULT 3PB SOLID
2	Bus Bus 2	58.0	1.160000	CHECK	Bus '2'	CLEARFAULT

Figura A.1: Definición del evento transitorio en PowerWorld

2. Una vez simulado, se representa el ángulo de potencia de los generadores que se están estudiando, y lo que se buscará es el tiempo de despeje de la falla inmediatamente anterior al que haga que el sistema se vuelva inestable, el cuál es el que se denomina como tiempo crítico de despeje. En las figuras A.2 y A.3 que se ven a continuación, se trata del caso de 9 nodos con un 5% de penetración de GD, en el que el tiempo crítico es 0.16 segundos, ya que a partir de 0.17 segundos el sistema se vuelve inestable para un cortocircuito trifásico en el nodo 2.

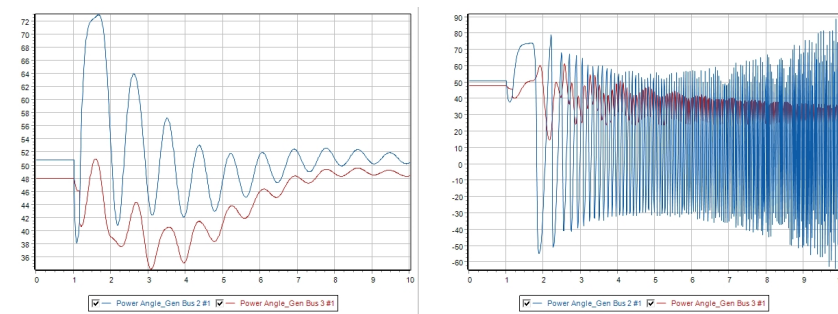


Figura A.2: Evolución de la estabilidad en función del tiempo de despeje

3. Por tanto, para cada caso concreto, en el que el lugar y condiciones del cortocircuito cambien, y el sistema también sea distinto, habrá que obtener un tiempo crítico de despeje de la falla concreto para conocer si cambia o no la estabilidad transitoria de dicho sistema.

**Gráficas para un 5% de nivel de penetración de GD**

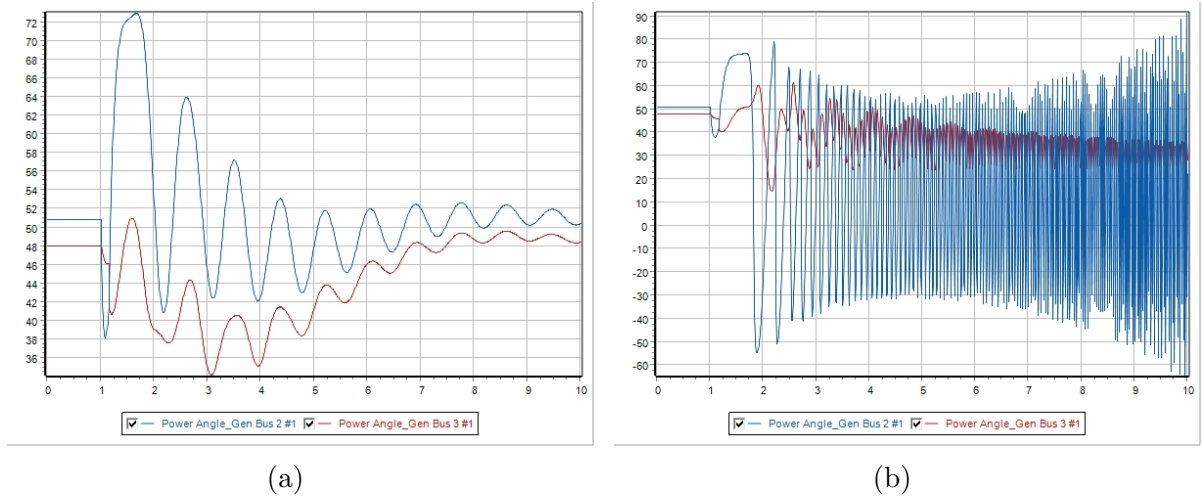


Figura A.3: Cortocircuito nodo 2 con un tiempo crítico de 0.16 s

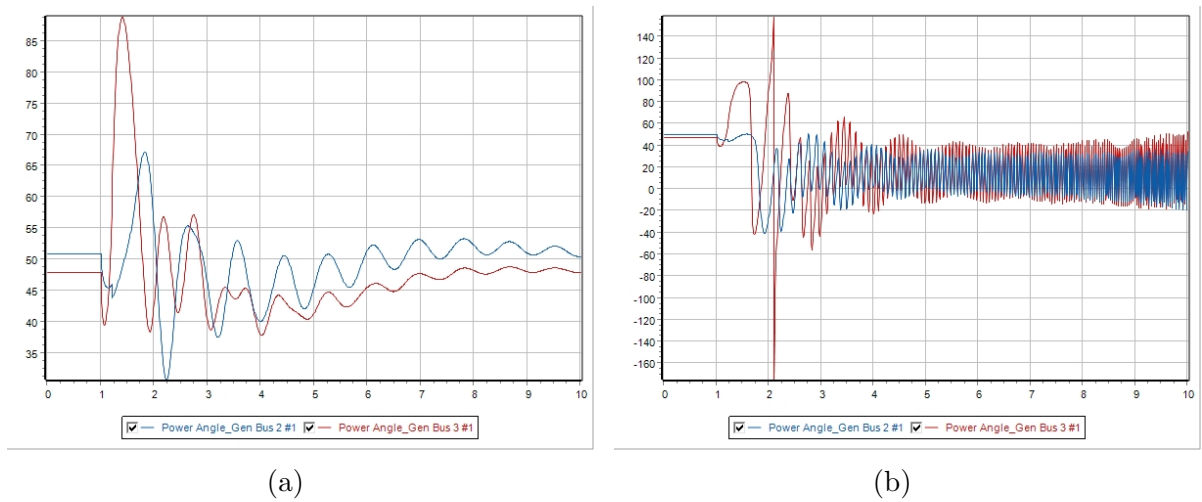
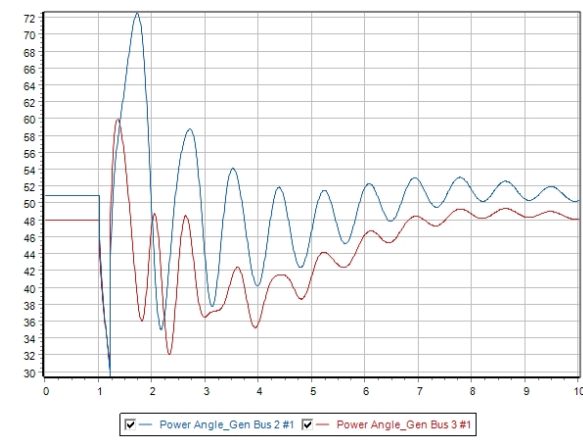
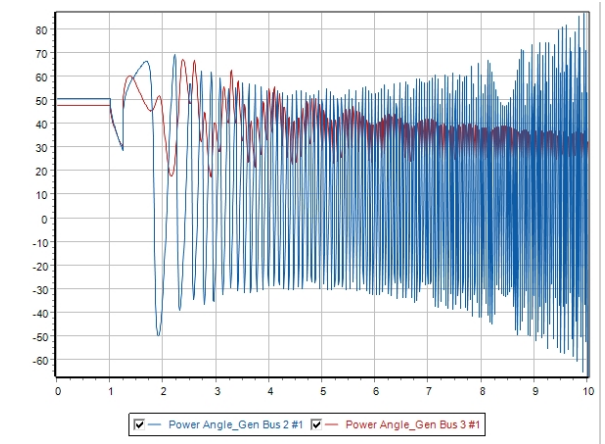


Figura A.4: Cortocircuito nodo 3 con un tiempo crítico de 0.21 s

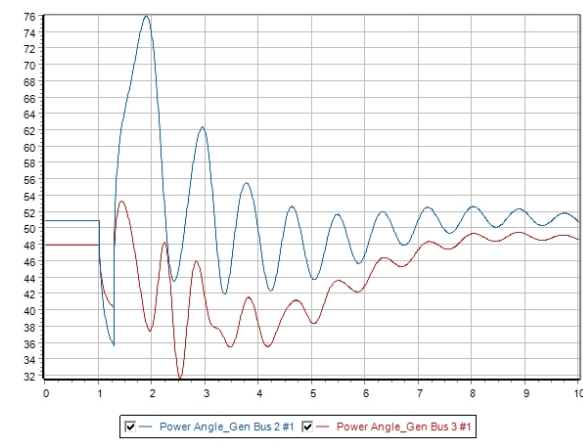


(a)

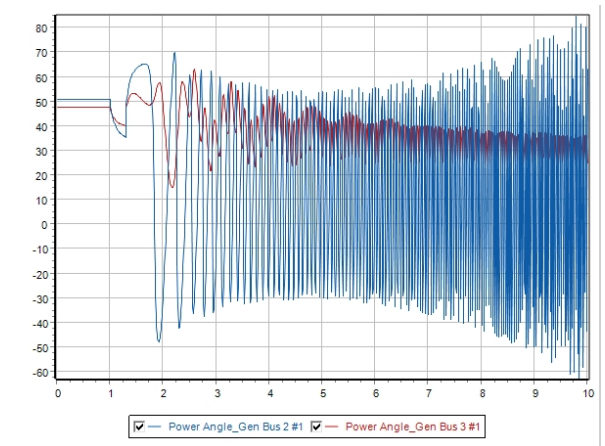


(b)

Figura A.5: Cortocircuito nodo 4 con un tiempo crítico de 0.22 s

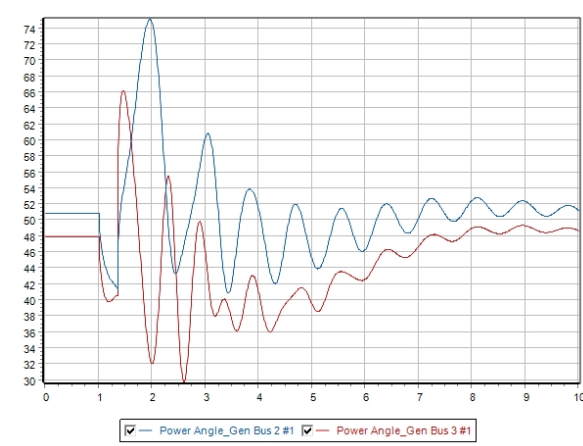


(a)

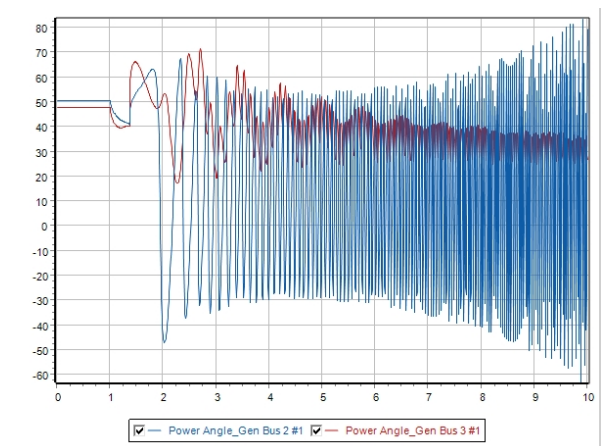


(b)

Figura A.6: Cortocircuito nodo 5 con un tiempo crítico de 0.29 s

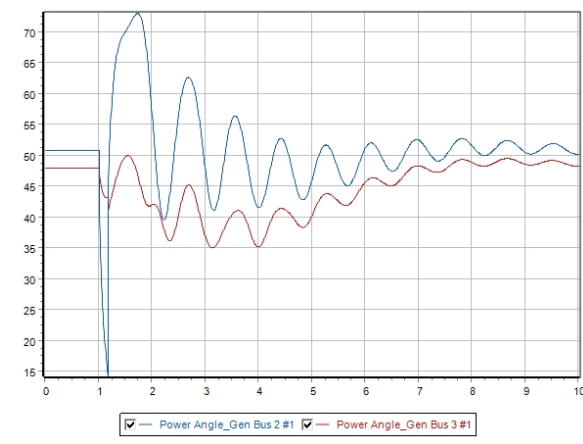


(a)

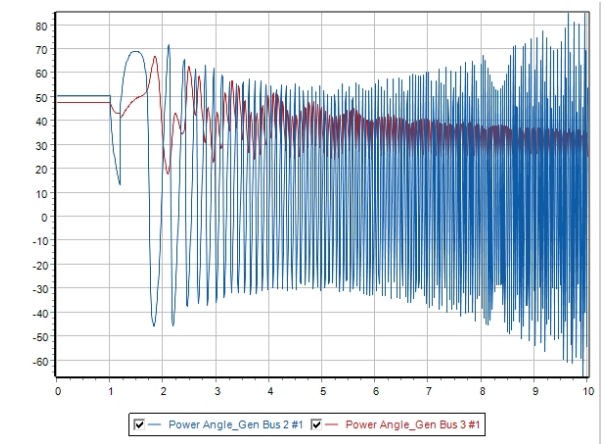


(b)

Figura A.7: Cortocircuito nodo 6 con un tiempo crítico de 0.36 s

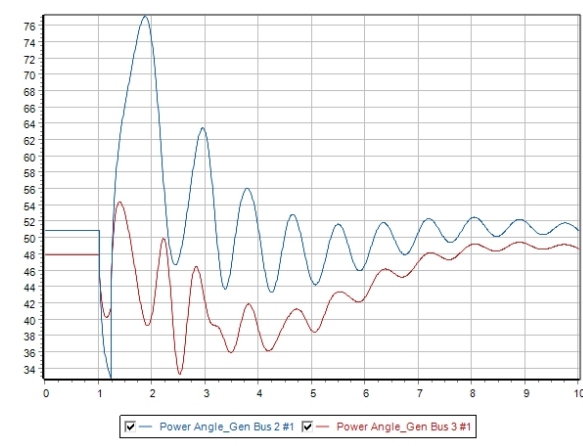


(a)

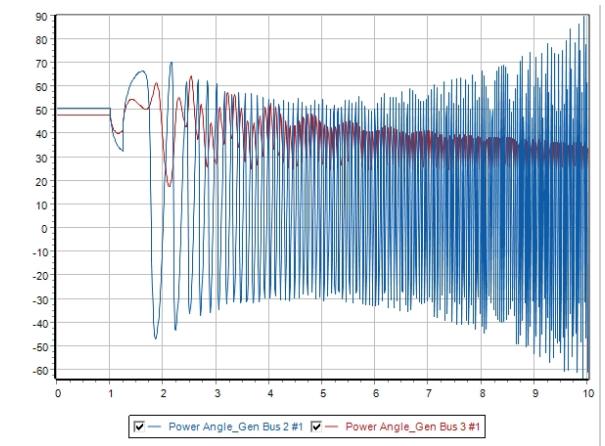


(b)

Figura A.8: Cortocircuito nodo 7 con un tiempo crítico de 0.17 s

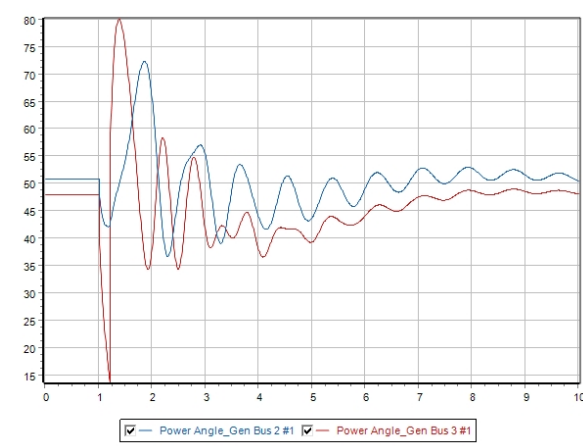


(a)

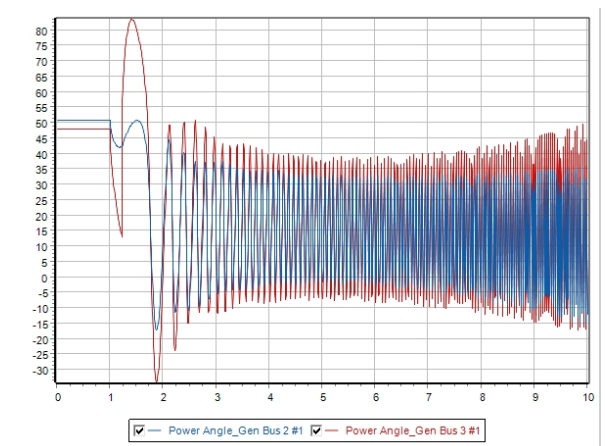


(b)

Figura A.9: Cortocircuito nodo 8 con un tiempo crítico de 0.23 s



(a)



(b)

Figura A.10: Cortocircuito nodo 9 con un tiempo crítico de 0.21 s

## Gráficas para un 10% de nivel de penetración de GD

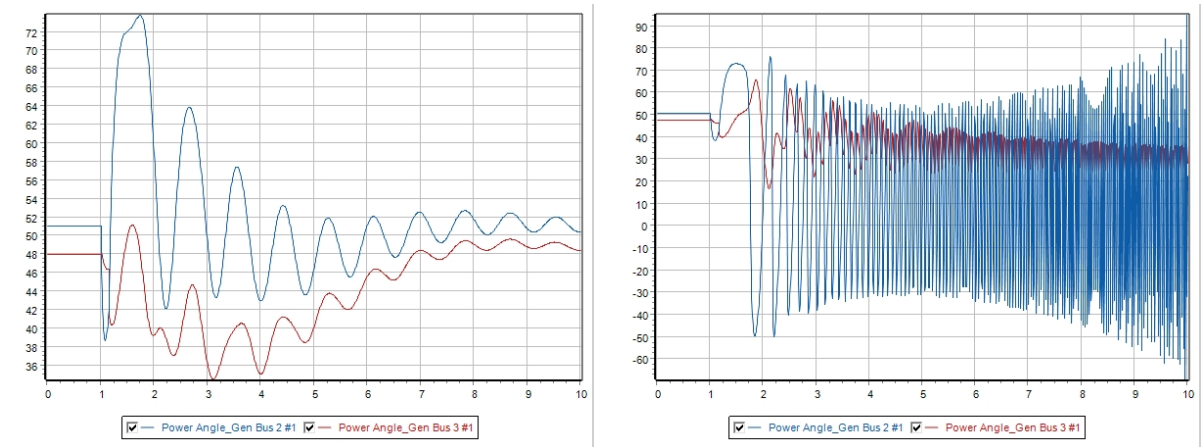


Figura A.11: Cortocircuito nodo 2 con un tiempo crítico de 0.16 s

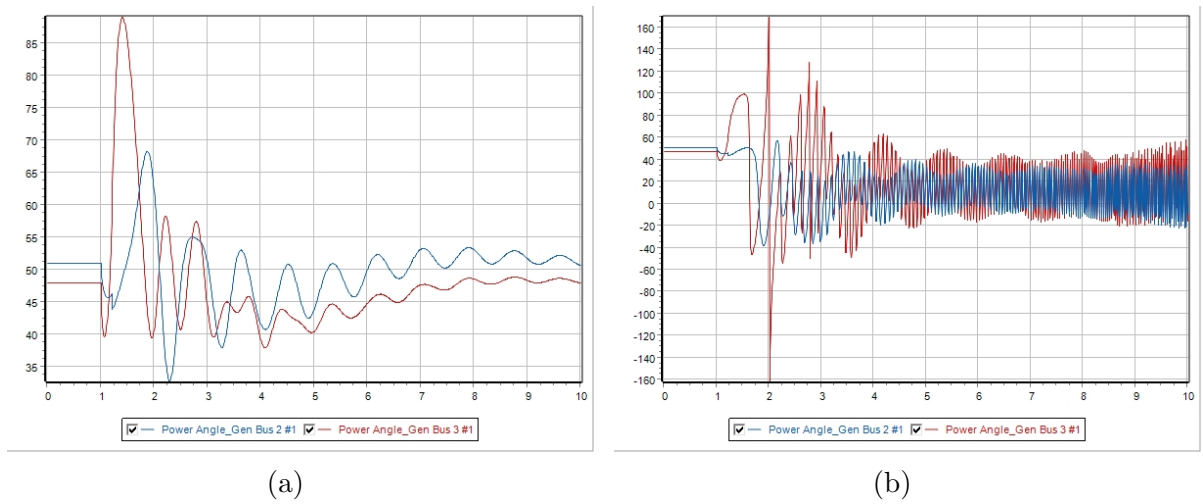
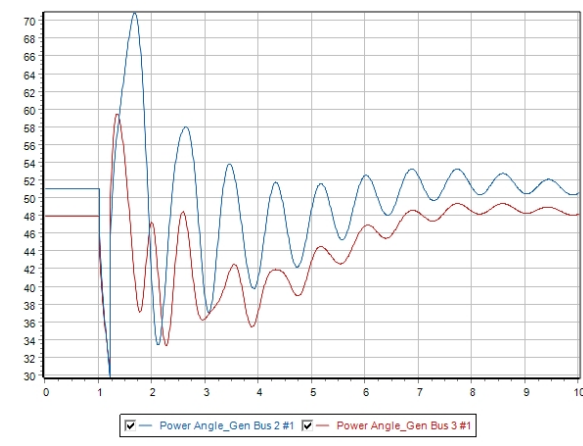
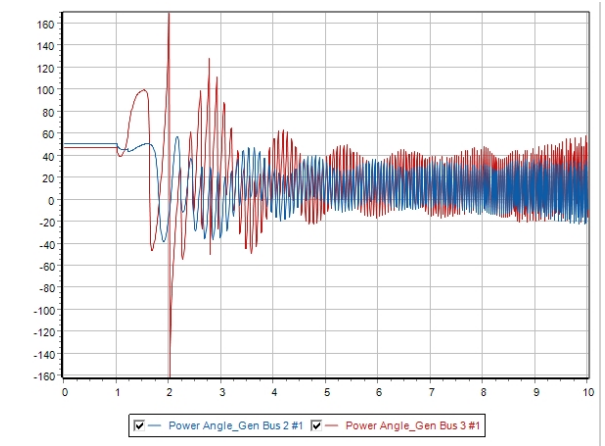


Figura A.12: Cortocircuito nodo 3 con un tiempo crítico de 0.21 s

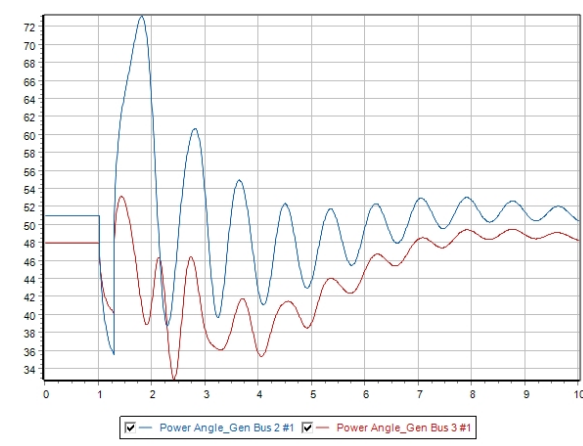


(a)

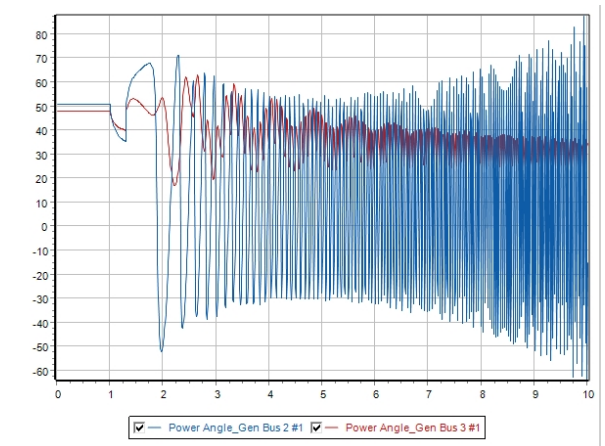


(b)

Figura A.13: Cortocircuito nodo 4 con un tiempo crítico de 0.21 s

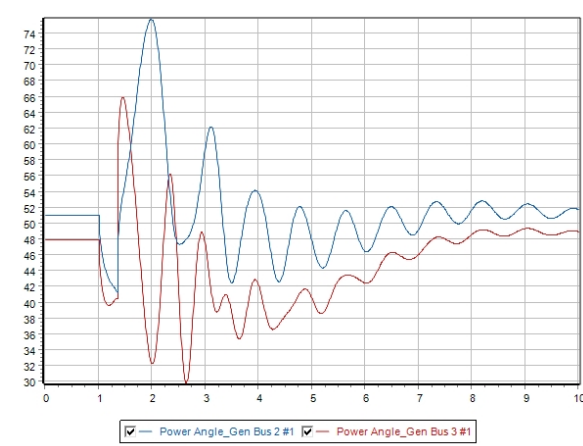


(a)

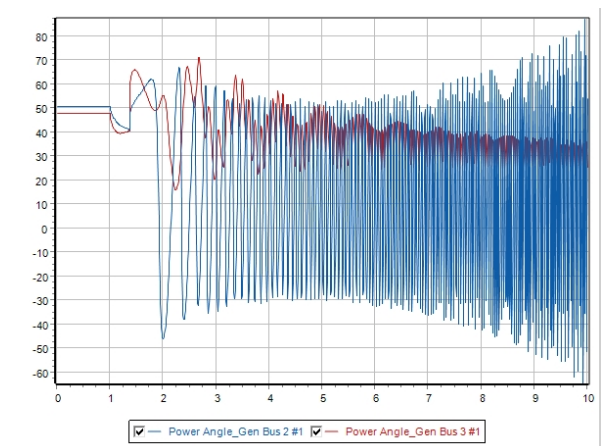


(b)

Figura A.14: Cortocircuito nodo 5 con un tiempo crítico de 0.28 s

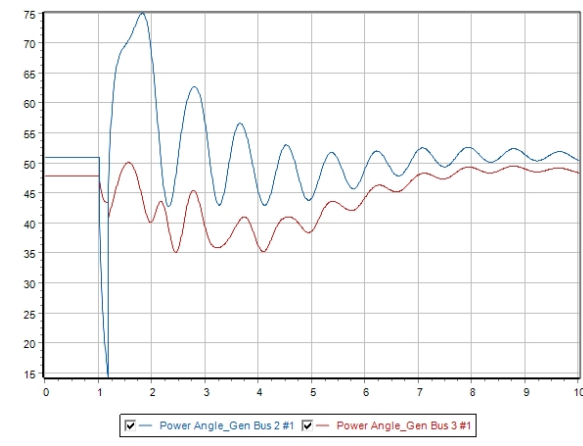


(a)

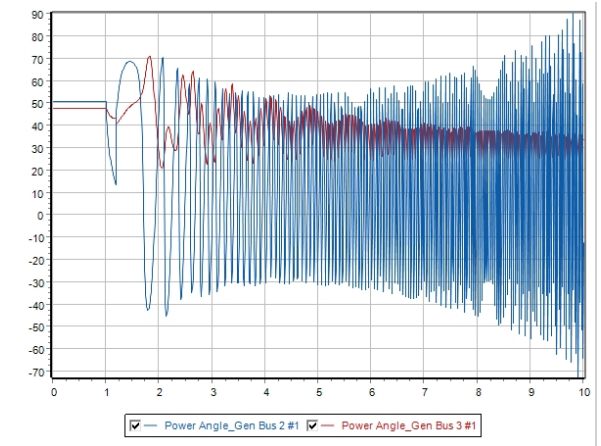


(b)

Figura A.15: Cortocircuito nodo 6 con un tiempo crítico de 0.35 s

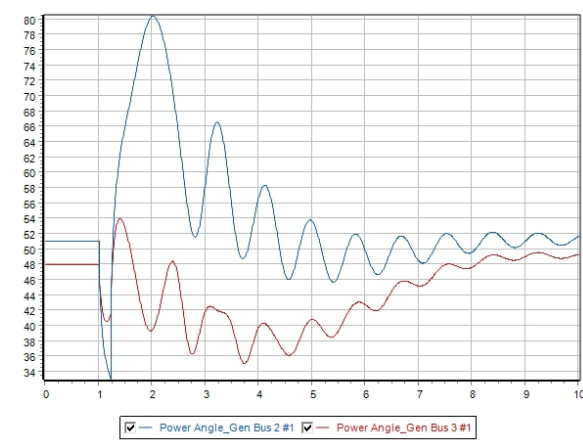


(a)

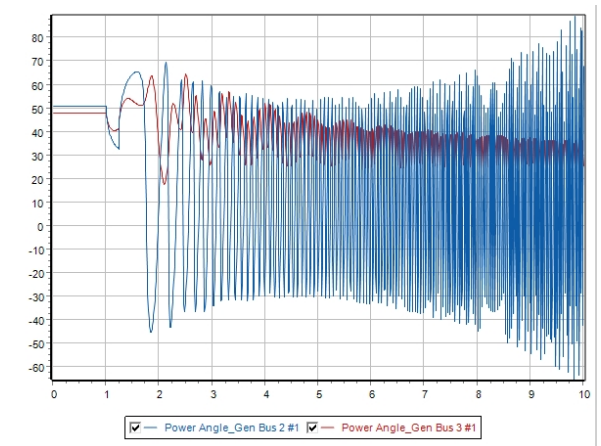


(b)

Figura A.16: Cortocircuito nodo 7 con un tiempo crítico de 0.17 s

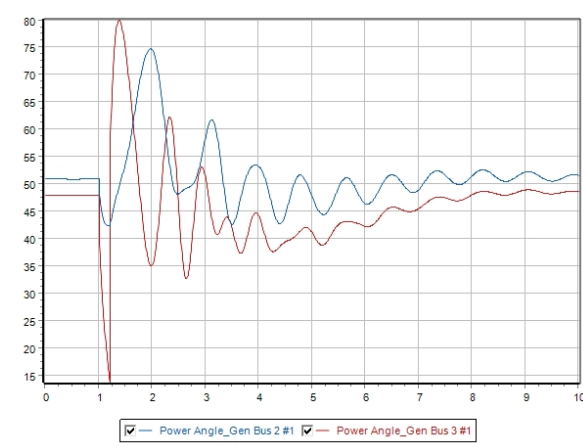


(a)

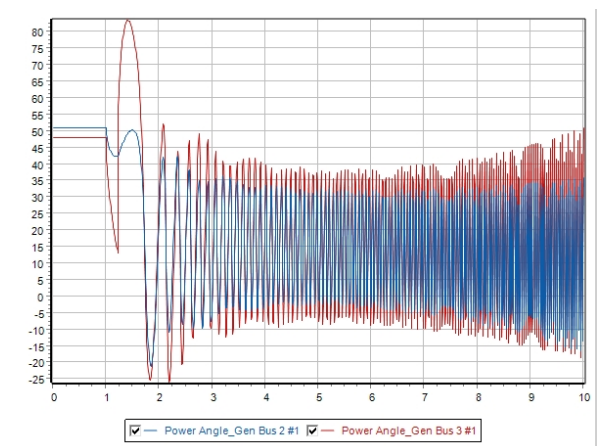


(b)

Figura A.17: Cortocircuito nodo 8 con un tiempo crítico de 0.23 s



(a)



(b)

Figura A.18: Cortocircuito nodo 9 con un tiempo crítico de 0.21 s

## Gráficas para un 15% de nivel de penetración de GD

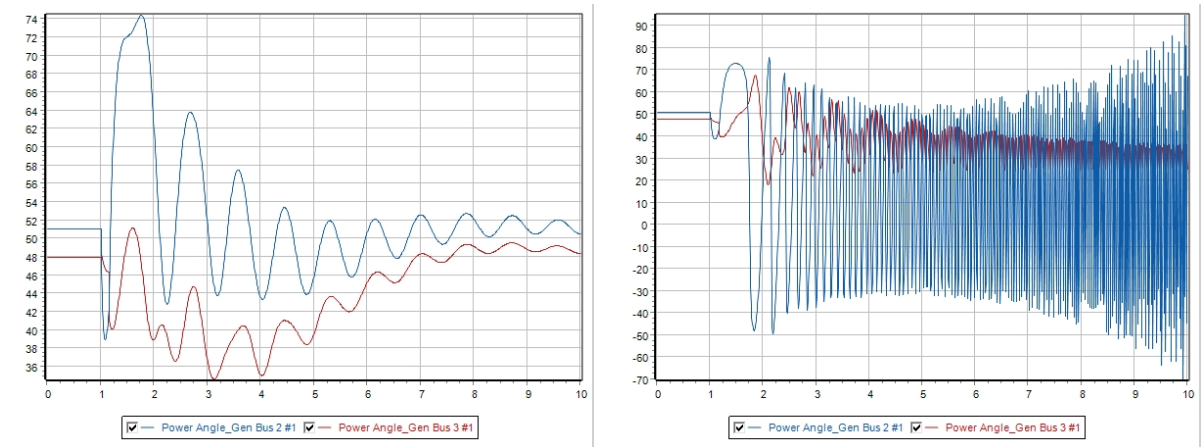


Figura A.19: Cortocircuito nodo 2 con un tiempo crítico de 0.16 s

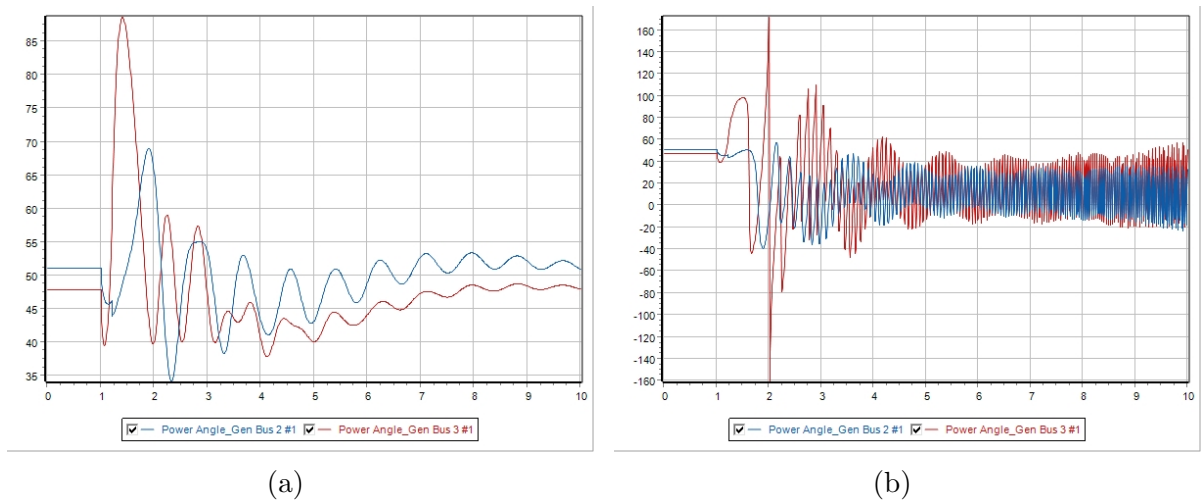
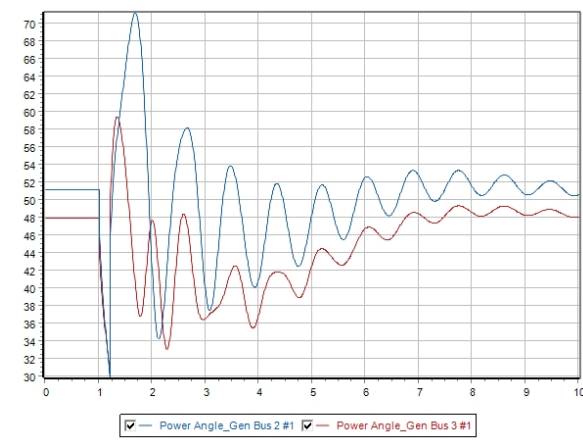
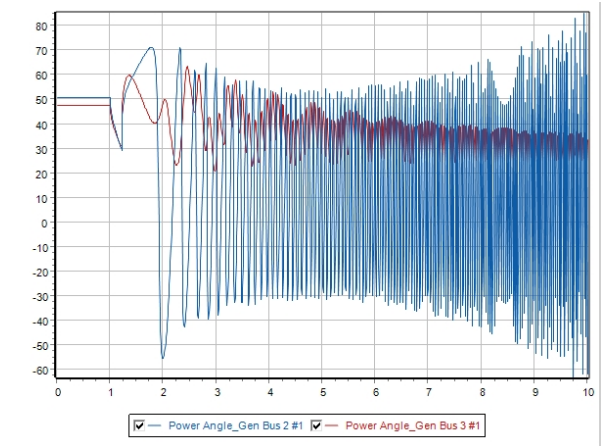


Figura A.20: Cortocircuito nodo 3 con un tiempo crítico de 0.21 s

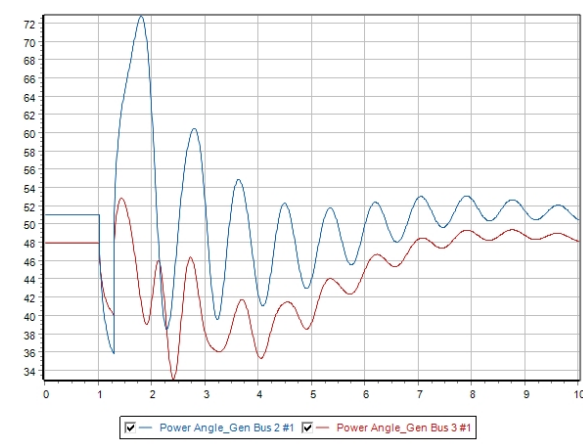


(a)

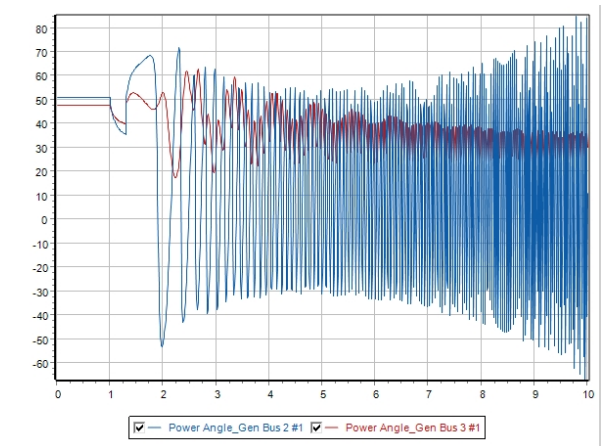


(b)

Figura A.21: Cortocircuito nodo 4 con un tiempo crítico de 0.21 s

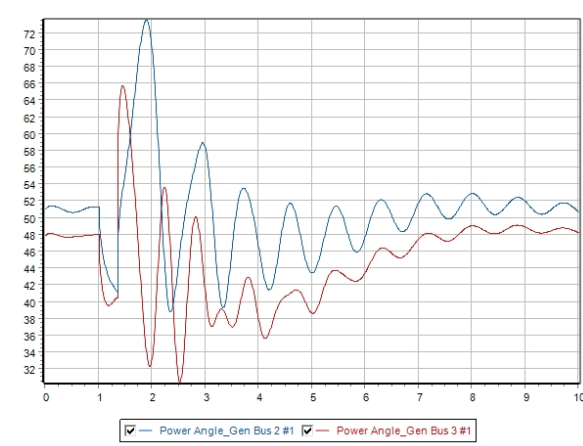


(a)

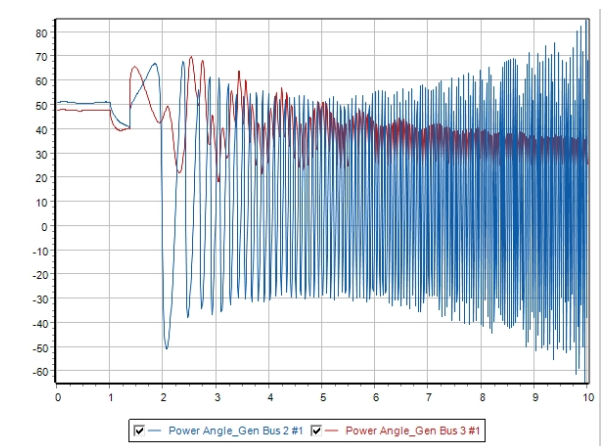


(b)

Figura A.22: Cortocircuito nodo 5 con un tiempo crítico de 0.28 s

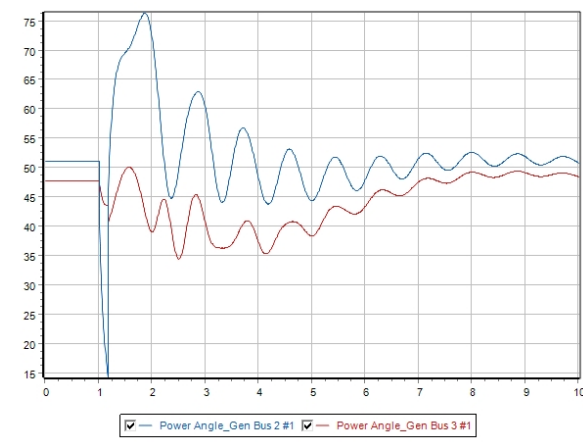


(a)

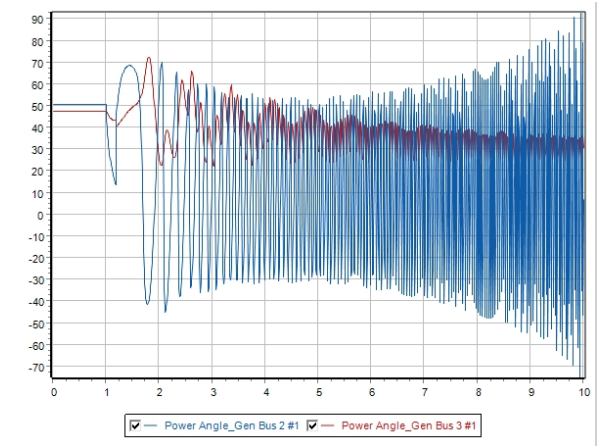


(b)

Figura A.23: Cortocircuito nodo 6 con un tiempo crítico de 0.35 s

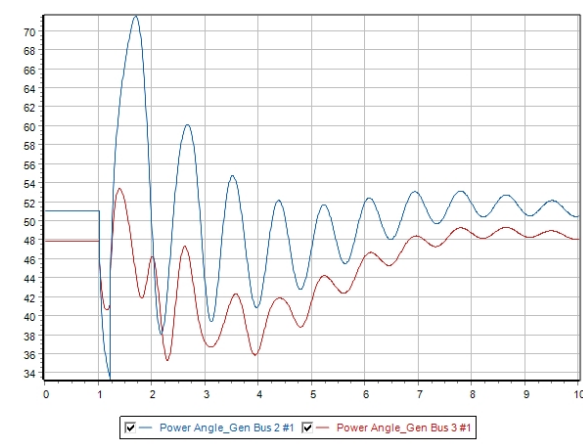


(a)

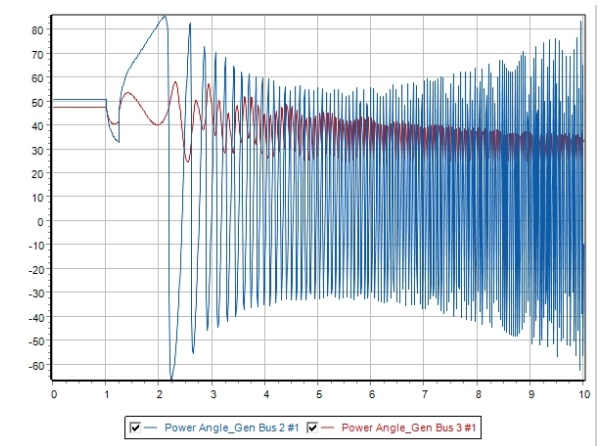


(b)

Figura A.24: Cortocircuito nodo 7 con un tiempo crítico de 0.17 s

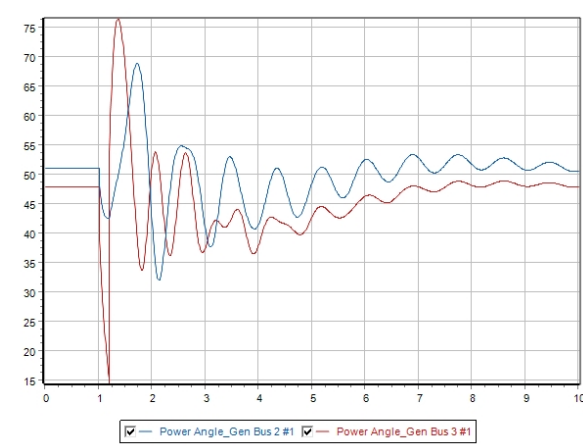


(a)

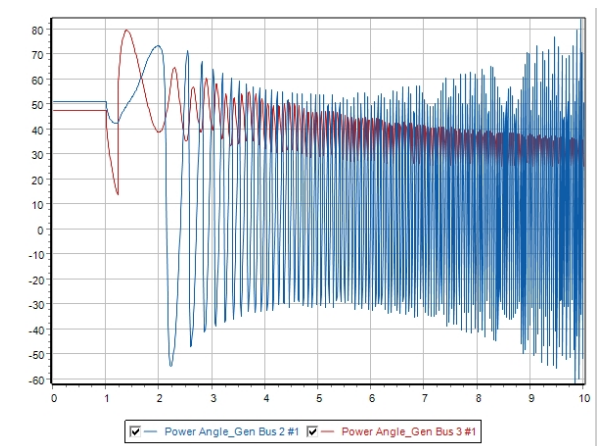


(b)

Figura A.25: Cortocircuito nodo 8 con un tiempo crítico de 0.22 s



(a)



(b)

Figura A.26: Cortocircuito nodo 9 con un tiempo crítico de 0.20 s

## Anexos B

# Método diferencias del ángulo máximo de potencia

El proceso seguido para la obtención de la diferencia de ángulo máximo de potencia se describe a continuación:

1. Dentro del módulo que ofrece PowerWorld 'Transient Stability', se comienza modelando el cortocircuito que se va a simular, por ejemplo, un cortocircuito trifásico en el nodo 2 que se despejará en 0.2 segundos.

	Object Pretty	Time (Cycles)	Time (Second)	Enabled	Object	Description
1	Bus Bus 2	50.0	1.000000	CHECK	Bus '2'	FAULT 3PB SOLID
2	Bus Bus 2	60.0	1.200000	CHECK	Bus '2'	CLEARFAULT

Figura B.1: Definición del evento transitorio en PowerWorld

2. Una vez definido el evento de falla, se simula y se obtienen los resultados sobre los generadores, dónde se representa el ángulo de potencia de los generadores síncronos que se están estudiando para ver su tendencia.

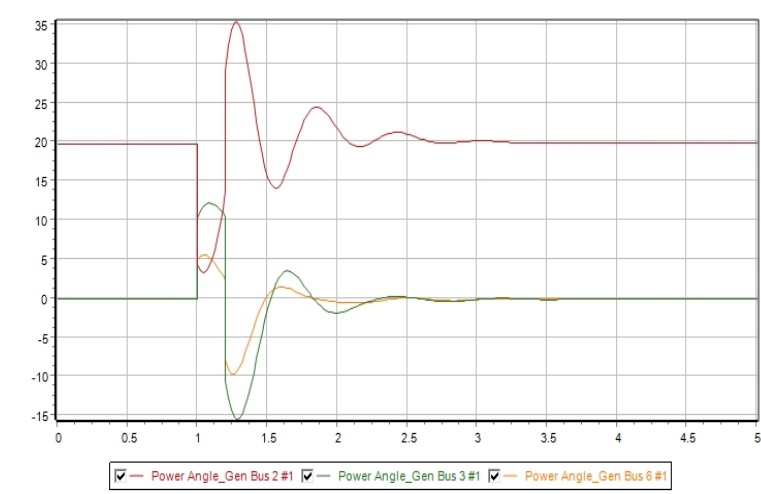


Figura B.2: Ángulo de potencia de los generadores tras el cortocircuito

- Ahora, se acude a la pestaña 'Results from RAM', dónde están almacenados, con el paso temporal que hayamos definido, los datos que nos interesa conocer, en este caso el ángulo de potencia. De aquí se puede obtener de manera más precisa el valor que se busca de ángulo de potencia que en la gráfica, y el que se busca es concretamente el que hace que la diferencia con el ángulo de potencia inicial del generador sea el mayor en comparación con el que tenía justo antes del cortocircuito. Esto se mira en la columna de 'Power Angle' de cada uno de los generadores.

	Time ▲	Gen Bus 2 #1 Rotor Angle	Gen Bus 2 #1 Power Angle	Gen Bus 3 #1 Rotor Angle	Gen Bus 3 #1 Power Angle	Gen Bus 6 #1 Rotor Angle	Gen Bus 6 #1 Power Angle
42	0.82	14.8448	19.8278	-12.7775	-0.0518	-14.2447	-0.023
43	0.84	14.8448	19.8278	-12.7775	-0.0518	-14.2447	-0.023
44	0.86	14.8448	19.8278	-12.7776	-0.0518	-14.2447	-0.023
45	0.88	14.8448	19.8278	-12.7776	-0.0518	-14.2447	-0.023
46	0.9	14.8448	19.8278	-12.7776	-0.0518	-14.2447	-0.023
47	0.92	14.8448	19.8278	-12.7776	-0.0518	-14.2448	-0.0231
48	0.94	14.8448	19.8278	-12.7776	-0.0518	-14.2448	-0.0231
49	0.96	14.8448	19.8278	-12.7777	-0.0519	-14.2448	-0.0231
50	0.98	14.8448	19.8278	-12.7777	-0.0519	-14.2448	-0.0231
51	1	14.8448	19.8278	-12.7777	-0.0519	-14.2448	-0.0231
52	1	14.8448	4.4299	-12.7777	10.2859	-14.2448	5.0528
53	1.02	14.9003	3.6372	-12.9137	11.2545	-14.4407	5.4548
54	1.04	15.1792	3.3765	-13.3975	11.8326	-14.9058	5.5912
55	1.06	15.7169	3.5547	-14.1792	12.1305	-15.5809	5.5207
56	1.08	16.5307	4.1056	-15.2298	12.2308	-16.426	5.2963
57	1.1	17.6293	4.9886	-16.53	12.1856	-17.4119	4.9584
58	1.12	19.0178	6.1799	-18.0639	12.0259	-18.5155	4.5368
59	1.14	20.6993	7.6468	-19.8179	11.8103	-19.717	4.0437
60	1.16	22.6756	9.4382	-21.7787	11.4335	-20.9987	3.5236
61	1.18	24.9481	11.4809	-23.9332	11.0538	-22.3444	2.9541
62	1.2	27.5177	13.8244	-26.2682	10.5423	-23.7388	2.3785
63	1.2	27.5177	29.2116	-26.2682	-10.5369	-23.7388	-7.8232
64	1.22	29.9573	32.3428	-28.4427	-12.6826	-24.7773	-9.0098
65	1.24	31.496	34.3343	-29.8989	-14.1687	-25.1916	-9.5834
66	1.26	32.1411	35.3347	-30.6788	-15.0709	-25.0894	-9.672
67	1.28	31.9501	35.4602	-30.8318	-15.4347	-24.5726	-9.3697

Figura B.3: Datos temporales del ángulo de potencia para cada generador

- Para terminar, se resta el ángulo de potencia máximo de cada generador a su ángulo de potencia inicial, y habiendo hecho el mismo proceso para el caso con generación distribuida, se comparan dichas variaciones para ver cuál de las dos presenta mayor variación para una misma situación, siendo ese caso el más inestable de los dos.

# Anexos C

## Modelo de máquina GENROU

El modelo GENROU es una representación detallada y precisa de las máquinas síncrona que considera las características físicas específicas de las máquinas síncronas, como la inercia del rotor y la respuesta electromecánica, y además se distingue por su capacidad para capturar de manera precisa los fenómenos transitorios durante eventos como cortocircuitos. Este modelo es ampliamente utilizado en estudios de estabilidad transitoria debido a su capacidad para representar con precisión las dinámicas del generador síncrono en situaciones de cambio rápido. [30]

En la figura C.1 se presenta el conjunto de bloques y ecuaciones que modelan la máquina, y en la tabla C.1 el significado de las variables:

H	Inertia constant, sec
D	Damping factor, pu
Ra	Stator resistance, pu
Xd	Direct axis synchronous reactance
Xq	Quadrature axis synchronous reactance
Xdp	Direct axis transient reactance
Xqp	Quadrature axis transient reactance
Xdpp	Direct axis subtransient reactance
Xl	Stator leakage reactance
Tdop	Open circuit direct axis transient time constant
Tqop	Quadrature axis transient time constant
Tdopp	Open circuit direct axis subtransient time constant
Tqopp	Quadrature axis subtransient time constant
S1	Saturation factor at 1.0 pu flux
S12	Saturation factor at 1.2 pu flux
RComp	Compensating resistance for voltage control, pu
XComp	Compensating reactance for voltage control, pu

Tabla C.1: Variable utilizadas para modelar el generador GENROU [30]



# Anexos D

## Modelo de máquina WT3G1

En el contexto de los generadores de energía eólica, se ha seleccionado el modelo WT3G1 para representar estas unidades en el estudio de estabilidad transitoria. El modelo WT3G1 está específicamente diseñado para capturar las características dinámicas de los generadores eólicos de tercera generación.

Este modelo tiene en cuenta las particularidades de los generadores eólicos, considerando la variabilidad inherente de la velocidad del viento y su impacto en la generación de energía. El WT3G1 modela de manera precisa la respuesta electromecánica de los generadores eólicos, teniendo en cuenta factores como la inercia del rotor, las características de control y la interacción con la red eléctrica.

La elección del modelo WT3G1 es fundamental al abordar la integración de la generación eólica, ya que permite evaluar de manera precisa cómo estos generadores responden a eventos transitorios y contribuyen a la estabilidad global del sistema eléctrico. [30]

En la figura D.1 se presenta el conjunto de bloques y ecuaciones que modelan la máquina, y en la tabla D.1 el significado de las variables:

Lpp	Generator effective reactive, p.u.
Kpll	PLL first integrator gain
Kipll	PLL second integrator gain
Pllmax	PLL maximum limit
Prated	Turbine MW rating

Tabla D.1: Variable utilizadas para modelar el generador WT3G1 [30]

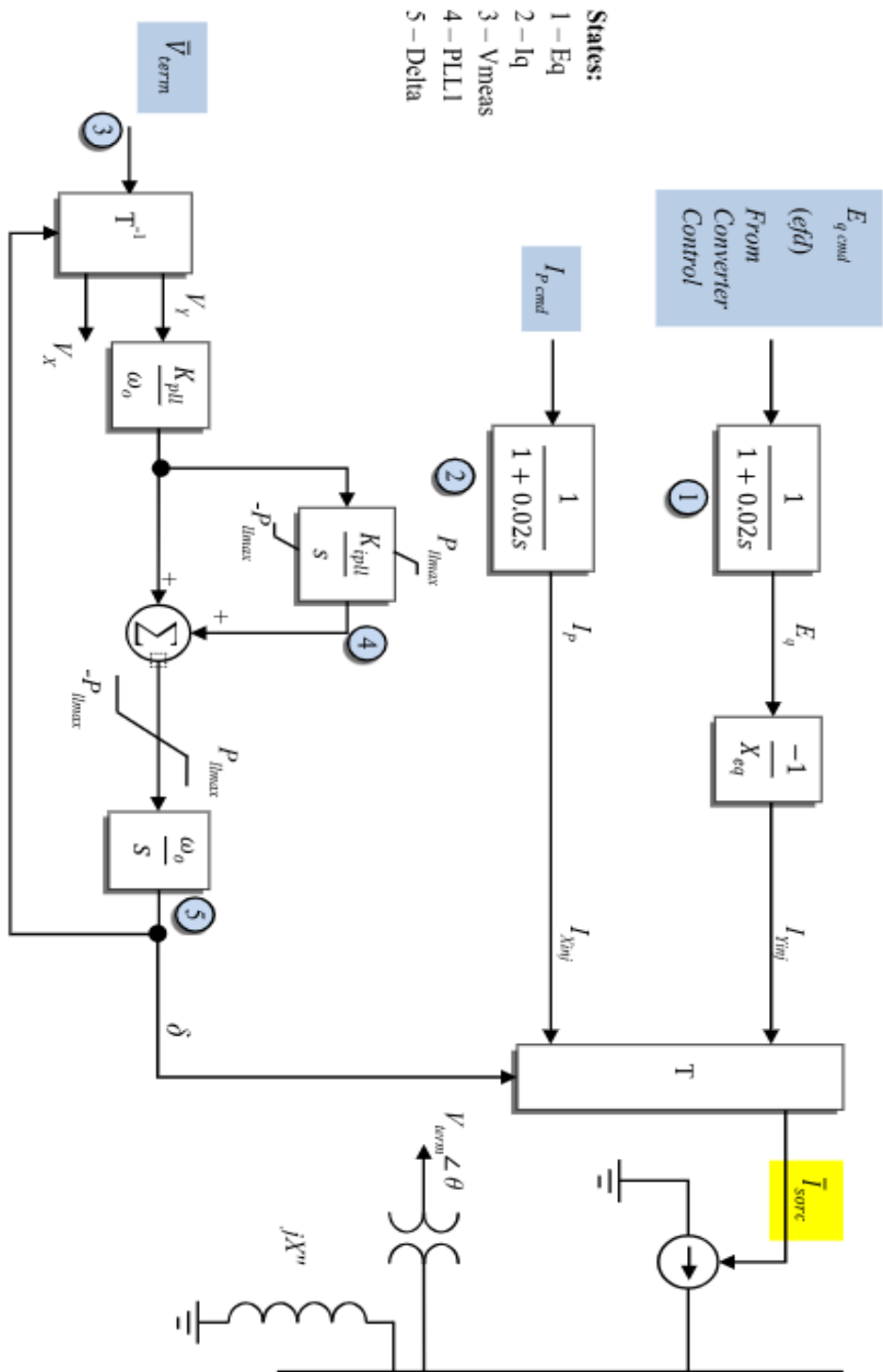


Figura D.1: Ecuaciones y conjunto de bloques del modelo WT3G1 [30]

# Anexos E

## Modelo de máquina PVD1

En el ámbito de la modelización de la energía solar fotovoltaica se ha decidido emplear el modelo PVD1 para representar estas unidades en el análisis de estabilidad transitoria. Destaca por considerar ciertas particularidades como la influencia de condiciones climáticas o la variabilidad de potencia [30]. En la figura E.1 se presenta el conjunto de bloques y ecuaciones que modelan la máquina, y en la tabla E.1 el significado de las variables:

Pqflag	Priority to reactive current (0) or active current (1)
Xc	Line drop compensation reactance (pu on mbase)
Qmx	Max change in reactive power due to V droop response (in pu on mbase)
Qmn	Min change in reactive power due to V droop response (in pu on mbase)
V0/V1	Lower/Upper limit of deadband for voltage droop response (pu)
Dqdv	Voltage droop response characteristic
fdbd	Overfrequency deadband for governor response (pu deviation)
Ddn	Down regulation droop gain (pu on mbase)
Imax	Apparent current limit (pu on mbase)
Vt0	Voltage below which all generation is tripped (pu)
Vt1	Voltage below which generation starts to trip (pu)
Vt2	Voltage above which generation starts to trip (pu)
Vt3	Voltage above which all generation is tripped (pu)
Vrflag	Fraction of generation that can reconnect after L or H voltage tripping
Ft0	Frequency below which all generation is tripped (pu)
Ft1	Frequency below which generation starts to trip (pu)
Ft2	Frequency above which generation starts to trip (pu)
Ft3	Frequency above which all generation is tripped (pu)
Frflag	Fraction of generation that can reconnect after L or H frequency tripping
Tg	Inverter current lag time constant (seconds)
Tf	Frequency measurement lag time constant (seconds)
Vtmax	Voltage limit for high voltage clamp logic (pu)
Lvpnt1	Low voltage active current management breakpoint 1 (pu)
lvnt0	Low voltage active current management breakpoint 0 (pu)

Tabla E.1: Variable utilizadas para modelar el generador PVD1 [30]

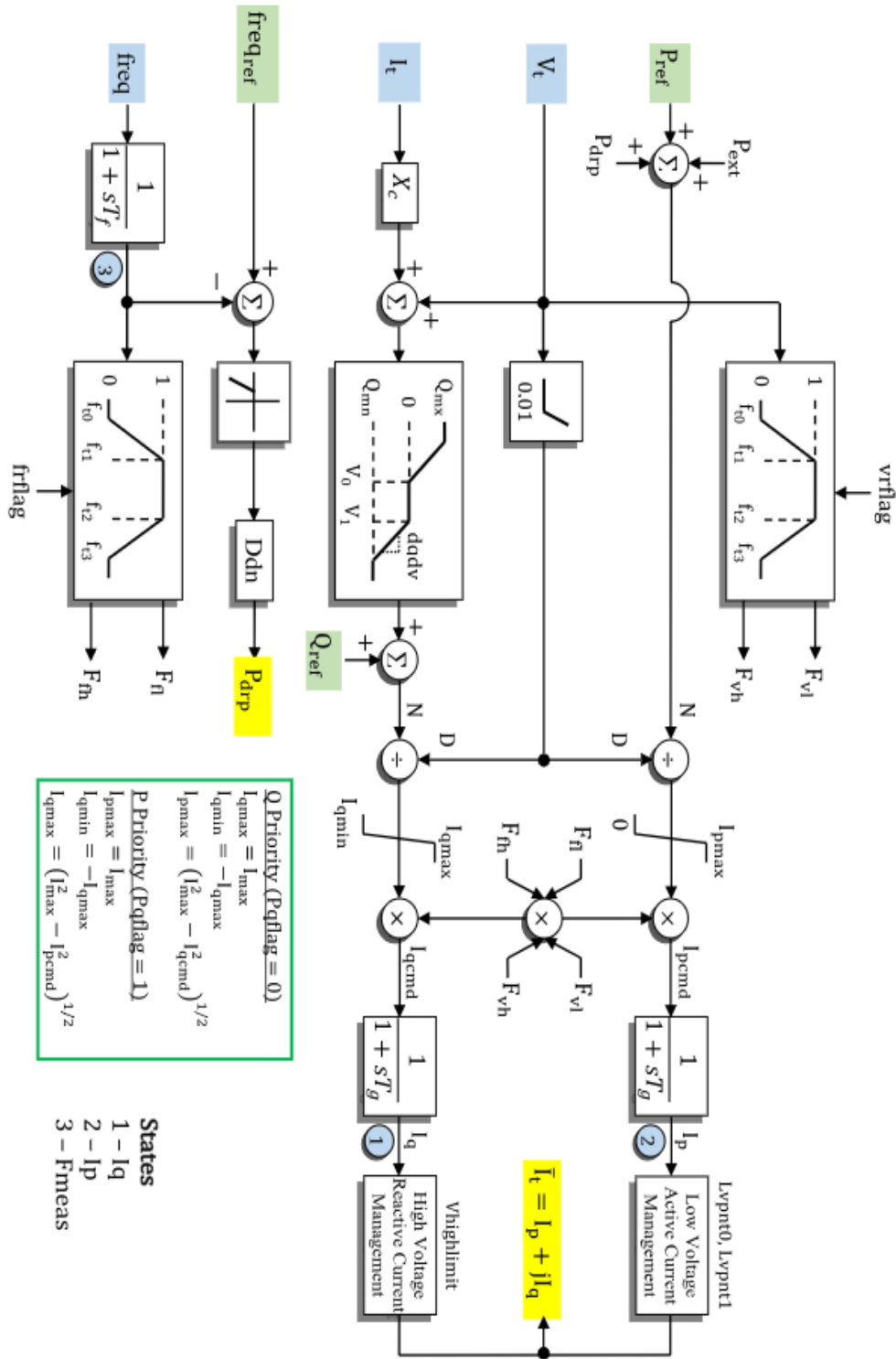


Figura E.1: Ecuaciones y conjunto de bloques del modelo PVD1 [30]