



**INCORPORACIÓN RECURSO SOLAR
EN DIFERENTES ESCALAS AL SIN
ANEXO 1
SIMULACIONES Y ANÁLISIS**

CONTENIDO

1. OBJETIVO	3
2. CONSIDERACIONES Y MODELAMIENTO DEL SISTEMA.....	3
2.1. UNIDADES EQUIVALENTE Y DESPACHO DE LA ZONA CARIBE	4
2.2. AJUSTE DEL MODELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	13
2.2.1. Criterios para el Ajuste del Modelo.....	13
2.2.2. Parametrización del Modelo	14
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	19
3.1. Resultados de Pérdida de Generación	20
3.2. Resultados de Pérdida de Carga.....	26
3.3. Resultados de Cortocircuito en Línea de Transmisión	35
3.4. Resultados de Cortocircuito en Subestación.....	43
4. CONCLUSIONES	46

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Conexión del Sistema PV al SIN	3
Figura 2. Mínimo Número de Unidades Equivalentes Caribe 2 vs. Demanda Caribe	5
Figura 3. Unidades Adicionales por Periodo Caribe 2 y Guajira	5
Figura 4. Unidades Requeridas en Guajira para Soporte de Tensión vs. Demanda GCM.....	6
Figura 5. Convolución de las Unidades Consideradas para Soporte de Tensión en el Área Caribe 2. 6	
Figura 6. Estructura general del modelo dinámico del sistema PV de DIgSILENT Power Factory	15
Figura 7. Parametrización del Arreglo PV – DIgSILENT	17
Figura 8. Parametrización Capacitor DC – DIgSILENT.....	18
Figura 9. Parametrización Controlador – DIgSILENT	18
Figura 10. Parametrización Control de Potencia Activa – DIgSILENT.....	18
Figura 11. Pérdida de 350 MW de generación en Porce III.....	21
Figura 12. Pérdida de 348 MW de generación en Tebsa	22
Figura 13. Comparación entre eventos de pérdida de generación.....	25
Figura 14. Estructuración de simulaciones de potencia – Pérdida de carga.....	26
Figura 15. Estructuración de simulaciones de tensión – Pérdida de carga.....	27
Figura 16. Comportamiento de la frecuencia – Reducción de $P = 40 \text{ \%}/\text{Hz}$ - Pérdida de 290 MW de carga	28
Figura 17. Relación de P [MW] y frecuencia [Hz] – Reducción de $P = 40 \text{ \%}/\text{Hz}$ - Pérdida de 290 MW de carga	29

Figura 18. Relación de Q [MVar] y tensión [p.u.] – Reducción de P = 40 %/Hz - Pérdida de 290 MW de carga	30
Figura 19. Comportamiento de la tensión en el SIN – Reducción de P = 40 %/Hz - Pérdida de 290 MW de carga	31
Figura 20. Comportamiento de P [MW] y Q[MVar] del transformador elevador – Reducción de P = 6 %/Hz - Pérdida de 290 MW de carga	32
Figura 21. Curvas límites de tensión de falla.....	35
Figura 22. Estructuración de simulaciones de tensión – Cortocircuito en línea de transmisión	36
Figura 23. Comportamiento de las tensiones en Caribe – Cortocircuito trifásico línea de Transmisión	37
Figura 24. Relación de P [MW] y frecuencia [Hz] – Cortocircuito trifásico línea de Transmisión.....	38
Figura 25. Relación de Q [MVar] y tensión [p.u.] – Cortocircuito trifásico línea de Transmisión	39
Figura 26. Corrientes Activas y Reactivas [kA] – Escenario hidráulico - Cortocircuito trifásico línea de Transmisión	40
Figura 27. Corrientes Activas y Reactivas [kA] – Escenario Térmico - Cortocircuito trifásico línea de Transmisión	41
Figura 28. Estructuración de simulaciones de tensión y corriente – Cortocircuito en SE	43
Figura 29. Comportamiento de la corriente del sistema PV – Cortocircuito trifásico en Valledupar 220 kV.....	44
Figura 30. Comportamiento de la corriente del sistema PV – Cortocircuito monofásico en Valledupar 220 kV	45

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Peso de las Unidades Consideradas para Soporte de Tensión en Caribe.....	4
Tabla 2. Total de unidades Equivalentes en Caribe y Caribe 2 por Escenario de Operación - 2018...	7
Tabla 3. Despachos de Plantas en la Zona Caribe	7
Tabla 4. Despacho de la generación del SIN	8
Tabla 5. Datos Eléctricos Planta PV	16
Tabla 6. Inercia del SIN según cada Escenario de Operación.....	19
Tabla 7. Resultados de frecuencia – Pérdida de generación en Porce III	23
Tabla 8. Resultados comparación de casos.....	24
Tabla 9. Resultados de frecuencia – Pérdida de carga de 290 MW.....	33
Tabla 10. Total de potencia activa reducida – Evento pérdida de carga de 290 MW	34

1. OBJETIVO

Ilustrar y analizar el comportamiento dinámico del sistema de potencia ante la inclusión de una generación fotovoltaica de 350 MW en la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este comportamiento se analiza por medio de cuatro eventos: pérdida de generación, pérdida de carga, cortocircuito en una línea de transmisión, y finalmente, cortocircuito en una subestación. Ante cada uno de estos eventos, se monitorean diferentes variables de control, tales como la frecuencia del sistema, el voltaje en diferentes regiones del SIN, ángulos de las subestaciones, transferencia de potencia a través de los elementos eléctricos del sistema, potencias generadas por las máquinas sincrónicas, entre otros.

2. CONSIDERACIONES Y MODELAMIENTO DEL SISTEMA

El SIN se encuentra dividido en diferentes regiones, de las cuales Caribe es la que posee un mayor potencial para la inclusión de estos generadores fotovoltaicos, por lo cual es la región en la cual se realiza la conexión, para el año 2018, de 350 MW en la subestación Valledupar 220 kV, tal y como lo muestra la Figura 1.

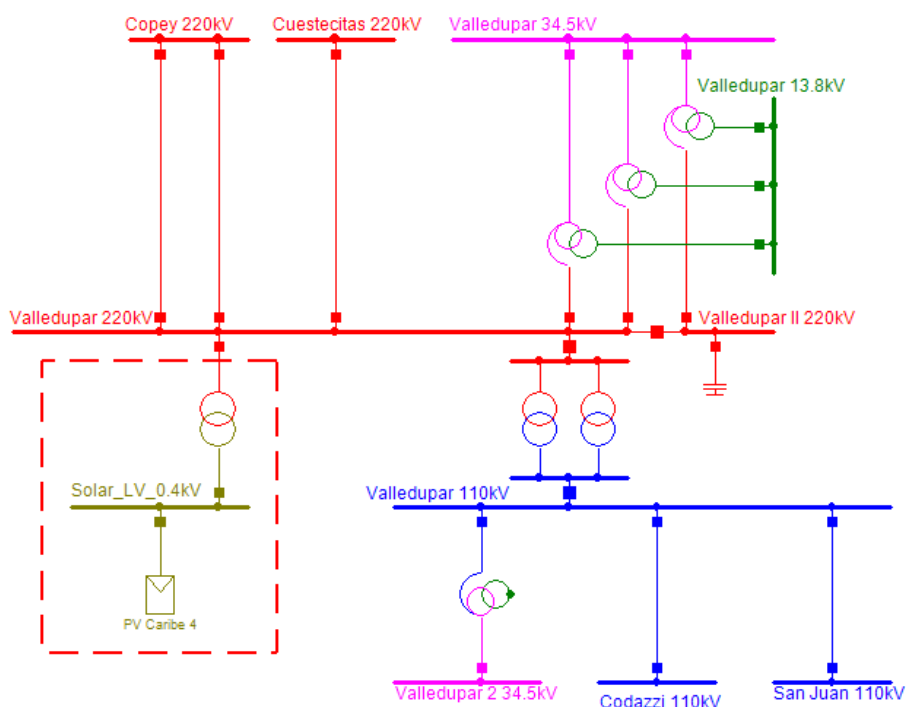


Figura 1. Conexión del Sistema PV al SIN

Ya que el sistema PV que se analiza se conecta en la región de Caribe, el Segundo Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo (IPOEMP) del 2017 publicado por XM (XM, 30 de Julio de 2017) presenta una serie de requerimientos con respecto a la generación de la zona, en función de la demanda de potencia activa y reactiva, para el soporte de la tensión en la zona.

Teniendo en cuenta que los análisis para este tipo de tecnologías se realizan en los escenarios de demanda media, ya que es en este periodo donde se espera que el recurso solar pueda ser aprovechado, según las recomendaciones del IPOEMP, solo se ajustan a dos escenarios de operación: demanda media al incluir o no la generación hidráulica del área de Caribe (generación de Urrá).

El ajuste de estos escenarios tiene una gran importancia para el análisis que se presenta en este documento ya que, dependiendo de la cantidad de generadores sincrónicos que se encuentran en servicio en la zona, dependerá la respuesta de las variables de control antes los eventos evaluados. El ajuste de cada uno de estos escenarios, se presenta a continuación.

2.1. UNIDADES EQUIVALENTE Y DESPACHO DE LA ZONA CARIBE

Cada una de las plantas de generación de la zona de Caribe, tiene una equivalencia por cada unidad, las cuales se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Peso de las Unidades Consideradas para Soporte de Tensión en Caribe

Planta	Unidades Físicas por Planta	Peso por Unidad	Unidades Equivalentes por Planta
Guajira	2	1	2
Tebsa	7	1	7
Barranquilla	2	0.5	1
Flores 1	2	0.5	1
Flores 4	3	1	3
Candelaria	2	1	2
Cartagena	3	0.5	1.5
Proeléctrica	2	0.5	1
Urrá	4	0.33	1.32
Gecelca III	1	0.33	0.33
Total Caribe 2			18.5
Total Caribe			20.15

Como se puede observar, la Tabla 1 se refiere a dos áreas: Caribe 2 y Caribe. El área de Caribe 2 incluye las plantas Guajira, Tebsa, Barranquilla, Flores 1 y 4, Candelaria, Cartagena y Proeléctrica; mientras que el área Caribe incluye, además de las mencionadas anteriormente, las plantas Urrá y Gecelca III, las cuales se encuentran en la zona de Cerromatoso.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, dependiendo de la demanda de la zona de Caribe, se requiere un número mínimo de unidades equivalentes en el área Caribe 2 para el soporte de tensión, el cual se muestra en la Figura 2.

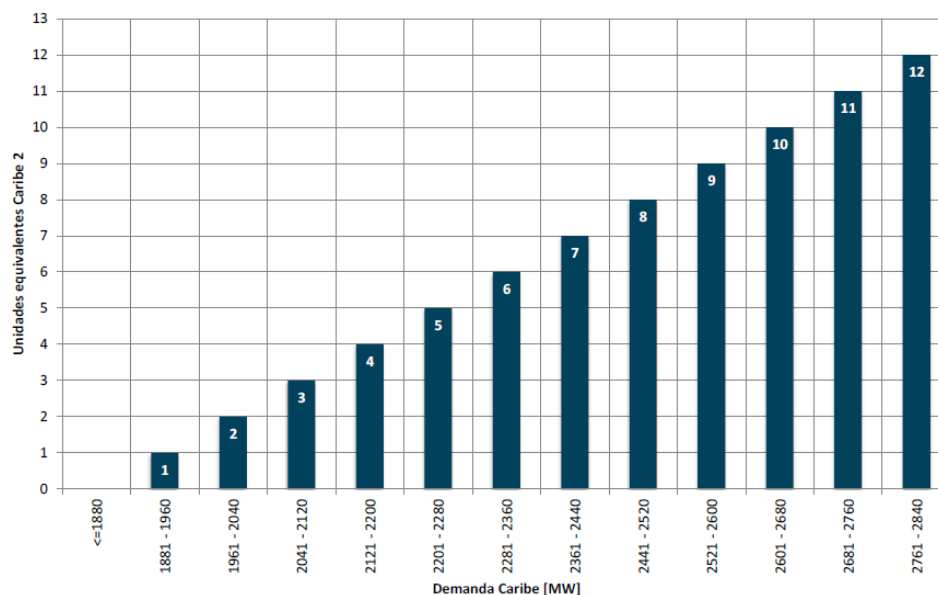


Figura 2. Mínimo Número de Unidades Equivalentes Caribe 2 vs. Demanda Caribe

Por otro lado, dependiendo del periodo de demanda que se esté analizando, la zona de Caribe 2 puede requerir más unidades equivalentes adicionales, tal cual lo muestra la Figura 3.

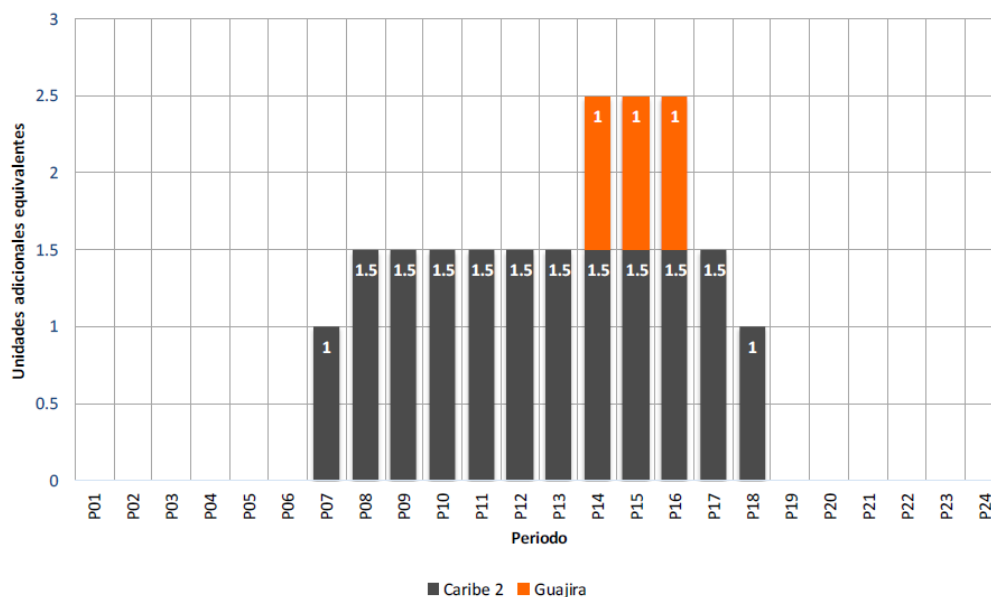


Figura 3. Unidades Adicionales por Periodo Caribe 2 y Guajira

Al analizar en específico la zona donde se conecta la planta solar, la cual estará en operación en GCM, se presenta la restricción para el soporte de tensión de la Figura 4.

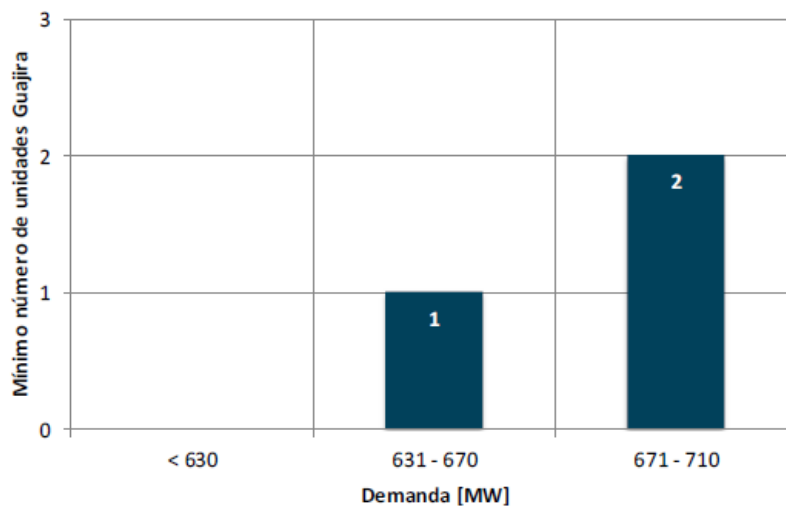


Figura 4. Unidades Requeridas en Guajira para Soporte de Tensión vs. Demanda GCM

Finalmente, se tiene una restricción por la probabilidad de despacho de las unidades de generación de la zona de Caribe. Esta probabilidad está representada por la curva de convolución de las unidades consideradas para el soporte de tensión en el área Caribe 2, la cual se basa en los índices de indisponibilidad histórica de mayo de 2017, y se presenta en la Figura 5.

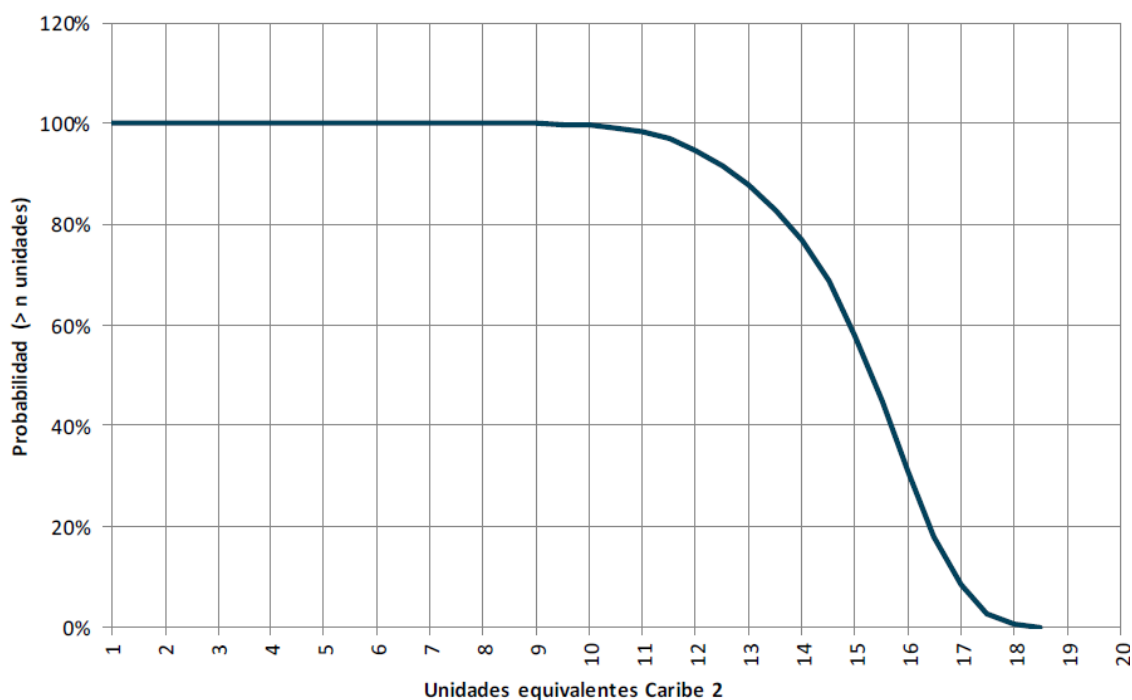


Figura 5. Convolución de las Unidades Consideradas para Soporte de Tensión en el Área Caribe 2

Como se puede observar en la Figura 5, la probabilidad de tener menos de doce (12) unidades equivalentes despachadas y en operación, es superior al 90 %, mientras que si se consideran más

de este número, la probabilidad de despacho decrece rápidamente y cualquier escenario de operación evaluado con esta condición, es poco probable que ocurra en el sistema, y no reflejaría las condiciones que se puedan presentar en la operación diaria de la red.

Por tanto, se realizó el despacho de unidades equivalentes para cada uno de los escenarios de operación, el cual se puede observar en la Tabla 2 para el año 2018.

Tabla 2. Total de unidades Equivalentes en Caribe y Caribe 2 por Escenario de Operación - 2018

Escenario de Operación	2018		
	Caribe 2	Caribe	Total
DH	11.5	1.332	12.832
DT	12.5	0.333	12.833

Para realizar cada uno de los despachos presentados en la Tabla 2, por cada escenario de operación se tuvo en cuenta las siguientes condiciones:

- Media Hidráulica (DH): Se despachan 11.5 unidades equivalentes, las cuales 2.5 son debido a que es en este periodo donde se requieren unidades adicionales para el soporte de tensión, y una de éstas corresponde a una máquina de la planta Guajira (Figura 3 y Figura 4). De esta manera se garantiza el mínimo número de unidades, considerando la importación de potencia a Caribe. Por otro lado, se garantiza que la probabilidad de despacho y operación de las plantas sea superior al 90 %.
- Media Térmica (DT): Se despachan 12.5 unidades equivalentes de Caribe 2 considerando que es un escenario térmico, y además, es en este periodo donde se requieren unidades adicionales para el soporte de tensión, por lo cual una máquina de la planta Guajira es despachada (Figura 3 y Figura 4). Por otro lado, se garantiza que la probabilidad de despacho y operación de las plantas sea superior al 90 %.

En la Tabla 3 se muestran las plantas que fueron despachadas para cada uno de los escenarios de operación considerados para los análisis de estabilidad.

Tabla 3. Despachos de Plantas en la Zona Caribe

Planta	Unidades Físicas por Planta	2018	
		DH	DT
Guajira	2	1	1
Tebsa	7	7	7
Barranquilla	2	0	0
Flores 1	2	1	2
Flores 4	3	3	3
Candelaria	2	0	0
Cartagena	3	0	0
Proeléctrica	2	0	1
Urrá	4	4	0

Planta	Unidades Físicas por Planta	2018	
		DH	DT
Gecelca III	1	0	1

Por otro lado, el despacho de las demás unidades de generación del país se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Despacho de la generación del SIN

Zona	Generador	Potencia Activa [MW]	Escenario de Operación			
			Red Sin Planta Solar		Red Con Planta Solar	
			Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico
Antioquia	Ayura	18,00	-	-	-	-
Antioquia	Barroso 1	9,95	-	-	-	-
Antioquia	Barroso 2	9,95	-	-	-	-
Antioquia	Calderas 1	9,95	-	-	-	-
Antioquia	Calderas 2	9,95	-	-	-	-
Antioquia	Carlos Lleras 1	39,78	-	-	-	-
Antioquia	Carlos Lleras 2	39,78	-	-	-	-
Antioquia	Centro Gas 1	92,67	-	X	-	X
Antioquia	Centro Gas 2	92,67	-	X	-	X
Antioquia	Centro Vapor	92,66	-	X	-	X
Antioquia	El Popal 1	9,95	-	-	-	-
Antioquia	El Popal 2	9,95	-	-	-	-
Antioquia	Guadalupe III U1	45,00	X	X	X	X
Antioquia	Guadalupe III U2	45,00	X	X	X	X
Antioquia	Guadalupe III U3	45,00	X	X	X	X
Antioquia	Guadalupe III U4	45,00	X	X	X	X
Antioquia	Guadalupe III U5	45,00	X	X	X	X
Antioquia	Guadalupe III U6	45,00	X	-	X	-
Antioquia	Guadalupe IV U1	75,00	X	X	X	X
Antioquia	Guadalupe IV U2	75,00	X	X	X	X
Antioquia	Guadalupe IV U3	75,00	X	-	X	-
Antioquia	Guatapé 1	70,00	X	-	X	-
Antioquia	Guatapé 2	70,00	X	-	X	-
Antioquia	Guatapé 3	70,00	X	-	X	-
Antioquia	Guatapé 4	70,00	X	-	X	-
Antioquia	Guatapé 5	70,00	X	-	X	-
Antioquia	Guatapé 6	70,00	X	-	X	-
Antioquia	Guatapé 7	70,00	X	-	-	-
Antioquia	Guatapé 8	70,00	X	-	-	-
Antioquia	Hidromontañas 1	9,95	-	-	-	-
Antioquia	Hidromontañas 2	9,95	-	-	-	-

Zona	Generador	Potencia Activa [MW]	Escenario de Operación			
			Red Sin Planta Solar		Red Con Planta Solar	
			Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico
Antioquia	Ituango 1	300,00	-	X	X	X
Antioquia	Jaguas 1	85,00	-	-	-	-
Antioquia	Jaguas 2	85,00	-	-	-	-
Antioquia	La Tasajera 1	102,00	X	-	-	-
Antioquia	La Tasajera 2	102,00	-	-	-	-
Antioquia	La Tasajera 3	102,00	-	-	-	-
Antioquia	Menor Cementos Nare	4,50	-	-	-	-
Antioquia	Menor La Herradura	19,80	-	-	-	-
Antioquia	Menor La Vuelta	11,60	-	-	-	-
Antioquia	Menor Manantiles	4,90	-	-	-	-
Antioquia	Menor Niquia	19,00	-	-	-	-
Antioquia	Menor R Piedras	19,90	-	-	-	-
Antioquia	Piedras Blancas	5,00	-	-	-	-
Antioquia	Playas 1	69,00	-	-	-	-
Antioquia	Playas 2	69,00	-	-	-	-
Antioquia	Playas 3	69,00	-	-	-	-
Antioquia	Porce II U1	135,00	-	-	-	-
Antioquia	Porce II U2	135,00	-	-	-	-
Antioquia	Porce II U3	135,00	-	-	-	-
Antioquia	Porce III U1	175,00	X	X	X	X
Antioquia	Porce III U2	175,00	X	X	X	X
Antioquia	Porce III U3	175,00	X	-	X	-
Antioquia	Porce III U4	175,00	X	-	X	-
Antioquia	Riogrande 3	19,00	-	-	-	-
Antioquia	San Carlos 1	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Carlos 2	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Carlos 3	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Carlos 4	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Carlos 5	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Carlos 6	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Carlos 7	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Carlos 8	155,00	X	X	X	X
Antioquia	San Miguel 1	22,00	-	-	-	-
Antioquia	San Miguel 2	22,00	-	-	-	-
Antioquia	Sierra Gas 1	148,33	-	X	-	X
Antioquia	Sierra Gas 2	148,33	-	X	-	X
Antioquia	Sierra Vapor	148,34	-	X	-	X
Antioquia	Troneras 1	21,00	X	X	-	-

Zona	Generador	Potencia Activa [MW]	Escenario de Operación			
			Red Sin Planta Solar		Red Con Planta Solar	
			Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico
Antioquia	Troneras 2	21,00	X	X	-	-
Caribe	Brrquilla 3	64,00	-	-	-	-
Caribe	Brrquilla 4	63,00	-	-	-	-
Caribe	Candelaria 1	157,00	-	-	-	-
Caribe	Candelaria 2	157,00	-	-	-	-
Caribe	Cartagena 1	61,00	-	-	-	-
Caribe	Cartagena 2	60,00	-	-	-	-
Caribe	Cartagena 3	66,00	-	-	-	-
Caribe	Flores 1 Gas	106,67	X	X	X	X
Caribe	Flores 1 Vapor	53,33	-	X	-	X
Caribe	Flores 2	112,00	X	X	X	X
Caribe	Flores 3	169,00	X	X	X	X
Caribe	Flores 4	169,00	X	X	X	X
Caribe	Gecelca 3	164,00	-	X	-	X
Caribe	Gecelca 3.2	280,00	-	X	-	X
Caribe	Guajira 1	151,00	-	-	-	-
Caribe	Guajira 2	145,00	X	X	X	X
Caribe	Proeléctrica 1	45,00	-	X	-	X
Caribe	Proeléctrica 2	45,00	-	-	-	-
Caribe	Tebsa Gas 1	89,00	X	X	X	X
Caribe	Tebsa Gas 2	89,00	X	X	X	X
Caribe	Tebsa Gas 3	89,00	X	X	X	X
Caribe	Tebsa Gas1 110	92,00	X	X	X	X
Caribe	Tebsa Gas2 110	92,00	X	X	X	X
Caribe	Tebsa Vapor 1	170,00	X	X	X	X
Caribe	Tebsa Vapor 2	170,00	X	X	X	X
Caribe	Termonorte	88,00	-	X	-	X
Caribe	Urta 1	83,00	X	-	X	-
Caribe	Urta 2	85,00	X	-	X	-
Caribe	Urta 3	85,00	X	-	X	-
Caribe	Urta 4	85,00	X	-	X	-
Nordeste	Cadafe	56,25	-	-	-	-
Nordeste	Corozo	135,00	-	-	-	-
Nordeste	Genoxy	8,40	-	-	-	-
Nordeste	Menor Palmas	15,00	-	-	-	-
Nordeste	Merilectrica	169,00	-	X	-	X
Nordeste	Paipa 1	31,00	-	X	-	X
Nordeste	Paipa 2	72,00	-	X	-	X

Zona	Generador	Potencia Activa [MW]	Escenario de Operación			
			Red Sin Planta Solar		Red Con Planta Solar	
			Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico
Nordeste	Paipa 3	70,00	-	X	-	X
Nordeste	Paipa 4	154,00	-	X	-	X
Nordeste	Palenque	13,00	-	-	-	-
Nordeste	Sogamoso 1	273,00	X	X	X	X
Nordeste	Sogamoso 2	273,00	X	X	X	X
Nordeste	Sogamoso 3	273,00	X	X	X	X
Nordeste	Tasajero	155,00	-	X	-	X
Nordeste	Tasajero II	165,00	-	X	-	X
Nordeste	Termoyopal Cimarron	19,90	-	-	-	-
Nordeste	Termoyopal El Morro 1	19,90	-	-	-	-
Nordeste	Termoyopal El Morro 2	19,90	-	-	-	-
Nordeste	Termoyopal G1	19,90	-	-	-	-
Nordeste	Termoyopal G2	30,00	-	X	-	-
Oriente	Charquito	19,40	-	-	-	-
Oriente	Chivor 1	125,00	X	X	X	X
Oriente	Chivor 2	125,00	X	X	X	X
Oriente	Chivor 3	125,00	X	X	X	X
Oriente	Chivor 4	125,00	X	X	X	X
Oriente	Chivor 5	125,00	X	-	X	-
Oriente	Chivor 6	125,00	X	-	X	-
Oriente	Chivor 7	125,00	X	-	X	-
Oriente	Chivor 8	125,00	X	-	X	-
Oriente	Dario Valencia Samper 1	50,00	-	X	-	X
Oriente	Dario Valencia Samper 2	50,00	-	-	-	-
Oriente	Dario Valencia Samper 5	50,00	-	-	-	-
Oriente	El Limonar G1	18,00	-	-	-	-
Oriente	Guaca 1	108,00	X	X	X	X
Oriente	Guaca 2	108,00	X	X	X	X
Oriente	Guaca 3	108,00	X	X	-	-
Oriente	Guavio 1	240,00	X	X	X	X
Oriente	Guavio 2	240,00	X	X	X	X
Oriente	Guavio 3	240,00	X	X	X	X
Oriente	Guavio 4	240,00	X	X	X	X
Oriente	Guavio 5	240,00	X	-	X	-
Oriente	Menor Santa Ana	8,00	-	-	-	-
Oriente	Menor Sueva	6,00	-	-	-	-
Oriente	Ocoa 1	47,04	-	-	-	-
Oriente	Paraiso 1	92,00	X	X	X	X

Zona	Generador	Potencia Activa [MW]	Escenario de Operación			
			Red Sin Planta Solar		Red Con Planta Solar	
			Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico
Oriente	Paraiso 2	92,00	X	X	X	X
Oriente	Paraiso 3	92,00	X	X	-	-
Oriente	Tequendama	19,40	-	-	-	-
Oriente	Zipa 2	34,00	-	X	-	-
Oriente	Zipa 3	63,00	-	X	-	X
Oriente	Zipa 4	64,00	-	X	-	X
Oriente	Zipa 5	64,00	-	X	-	X
Suroccidental	Alto Anchya 1	115,00	X	-	X	-
Suroccidental	Alto Anchya 2	120,00	X	-	X	-
Suroccidental	Alto Anchya 3	120,00	X	-	X	-
Suroccidental	Amoyá 1	40,00	-	-	-	-
Suroccidental	Amoyá 2	40,00	-	-	-	-
Suroccidental	Bajo Anchicayá 1	13,00	X	-	X	-
Suroccidental	Bajo Anchicayá 2	13,00	X	-	X	-
Suroccidental	Bajo Anchicayá 3	24,00	X	-	X	-
Suroccidental	Bajo Anchicayá 4	24,00	X	-	X	-
Suroccidental	Betania 1	180,00	X	X	X	X
Suroccidental	Betania 2	180,00	X	X	X	X
Suroccidental	Betania 3	180,00	X	-	X	-
Suroccidental	Calima 1	33,00	-	-	-	-
Suroccidental	Calima 2	33,00	-	-	-	-
Suroccidental	Calima 3	33,00	-	-	-	-
Suroccidental	Calima 4	33,00	-	-	-	-
Suroccidental	Cucuana 1	29,00	-	-	-	-
Suroccidental	Cucuana 2	29,00	-	-	-	-
Suroccidental	Esmeralda 1	15,00	-	-	-	-
Suroccidental	Esmeralda 2	15,00	-	-	-	-
Suroccidental	Florida G1	9,95	-	-	-	-
Suroccidental	Florida G2	9,95	-	-	-	-
Suroccidental	Insula 1-2	9,50	-	-	-	-
Suroccidental	Insula G3	9,50	-	-	-	-
Suroccidental	La Miel 1	132,00	X	X	X	-
Suroccidental	La Miel 2	132,00	X	-	X	-
Suroccidental	La Miel 3	132,00	X	-	X	-
Suroccidental	Prado 1	15,00	-	-	-	-
Suroccidental	Prado 2	16,00	-	-	-	-
Suroccidental	Prado 3	15,00	-	-	-	-
Suroccidental	Prado 4	5,00	X	X	X	-

Zona	Generador	Potencia Activa [MW]	Escenario de Operación			
			Red Sin Planta Solar		Red Con Planta Solar	
			Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico
Suroccidental	Quimbo 1	198,00	X	-	X	-
Suroccidental	Quimbo 2	198,00	X	-	X	-
Suroccidental	Rio Mayo	19,80	-	-	-	-
Suroccidental	Salvajina 1	95,00	-	-	-	-
Suroccidental	Salvajina 2	95,00	-	-	-	-
Suroccidental	Salvajina 3	95,00	-	-	-	-
Suroccidental	San Fcisco 1	45,00	-	-	-	-
Suroccidental	San Fcisco 2	45,00	-	-	-	-
Suroccidental	San Fcisco 3	45,00	-	-	-	-
Suroccidental	Termodorada	51,00	-	X	-	X
Suroccidental	Termoemcali Gas	152,67	-	X	-	X
Suroccidental	Termoemcals Vapor	76,33	-	X	-	X
Suroccidental	Termovalle Gas	136,67	-	X	-	X
Suroccidental	Termovalle Vapor	68,33	-	X	-	X
Total			9725,02	9546,87	9368,87	9205,00

X: Unidad de generación en servicio.

-: Unidad de generación fuera de servicio.

2.2. AJUSTE DEL MODELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El ajuste del modelo de la planta solar cobra gran importancia en este análisis ya que mediante este ajuste se espera que la plata responda de manera adecuada ante diferentes condiciones que se puedan presentar en la red.

2.2.1. CRITERIOS PARA EL AJUSTE DEL MODELO

La generación fotovoltaica es una potencia eléctrica que no acumula energía cinética en masas rotativas como ocurre en la generación convencional. Sin embargo, tiene un impacto directo en la frecuencia al tomar o rechazar carga con su control de potencia activa y con impacto aún mayor cuando se desconecta de la red. Ese impacto ha sido denominado por la NERC como Inercia “sintética” de la generación fotovoltaica.

Como “todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada” y en función de una tensión objetivo para mantener las transferencias de potencia activa a través de la red de transmisión, la generación fotovoltaica debe participar activamente tanto en controlar la tensión del punto de conexión en la franja operativa como en proveer potencia reactiva frente a eventos en la red que provoquen caídas apreciables de la tensión. De las diferentes condiciones operativas en relación con el impacto de la generación fotovoltaica en el control de la tensión se simulan dos comportamientos significativos:

- Control de la Tensión en la franja operativa, en el punto de conexión de la generación fotovoltaica, ante condiciones de variaciones de tensión por pérdida de carga.
- Aporte de reactivos y soportabilidad de la generación fotovoltaica ante fallas en la red que provocan caídas apreciables de tensión en el punto de conexión.

Teniendo en cuenta la complejidad interna que tiene la generación fotovoltaica, se adopta la recomendación de la Guía WECC de modelarla como un único equivalente de máquina, y se ajusta un modelo para la respuesta dinámica de la planta teniendo en cuenta lo siguiente:

- El modelo debe representar razonablemente el comportamiento dinámico del sistema fotovoltaico.
- No necesariamente debe representar la dinámica propia del sistema.
- El modelo debe ser adecuado para estudiar el sistema de potencia ante fallas equilibradas en la red, pérdidas de generación y aumento o disminución de carga.
- El modelo se inicializa mediante el uso de los resultados de flujo de carga en estado estable, teniendo en cuenta condiciones reales del sistema de potencia.

2.2.2. PARAMETRIZACIÓN DEL MODELO

Para analizar el desempeño del modelo dinámico del sistema PV implementado en el software *DigSILENT Power Factory* para estudios de estabilidad, se simula el caso mostrado en la Figura 1. Este caso de estudio consiste de una planta fotovoltaica de 350 MW conectada a la subestación Valledupar 220 kV por medio de un transformador elevador de 0.4/220 kV.

El modelo dinámico de las funciones de la generación fotovoltaica cuenta con los siguientes módulos:

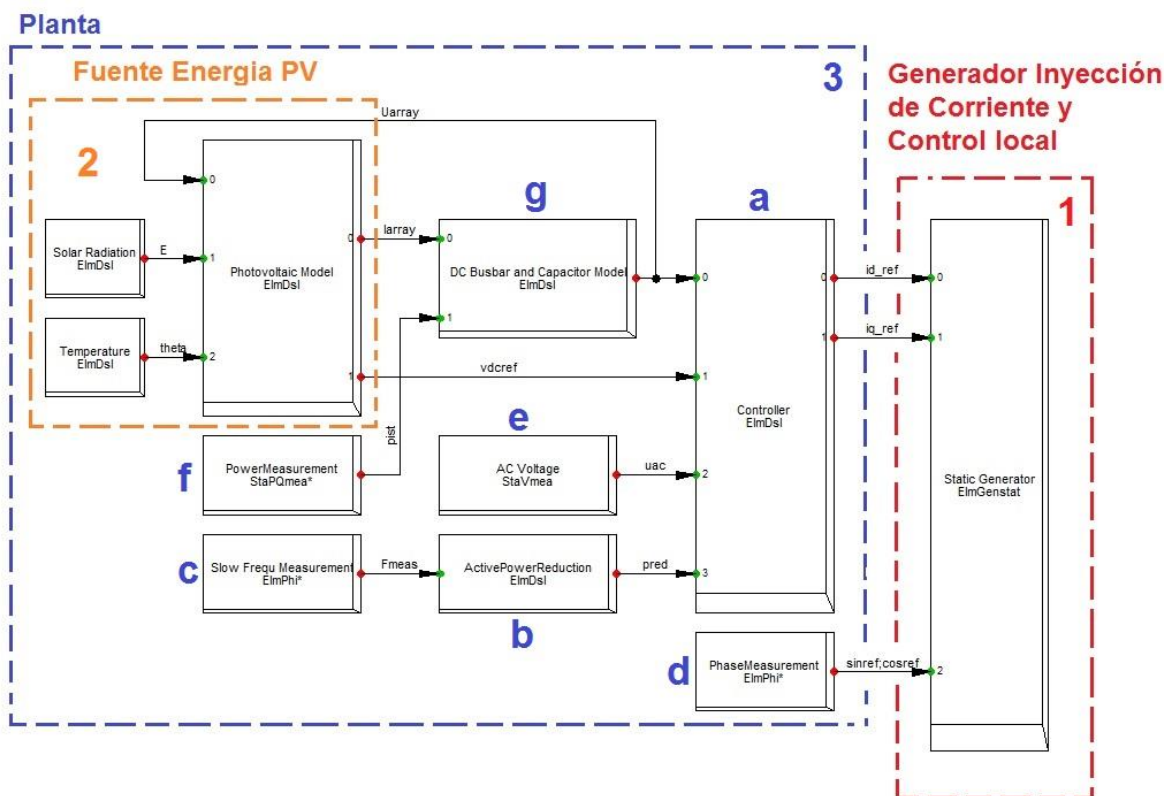


Figura 6. Estructura general del modelo dinámico del sistema PV de DIgSILENT Power Factory

1. Generador Inyección de Corriente y Control Local: Hace referencia al inversor, y se representa como un generador estático de inyección de corriente que entrega corrientes activa y reactiva conforme a los comandos recibidos del control o de una función de factor de potencia.
2. Fuente de Energía PV: cuenta con entradas al módulo fotovoltaico de la tensión DC, y de la radiación solar y la temperatura, las cuales son funciones integradas en el tiempo para así obtener los valores instantáneos. Las salidas del módulo fotovoltaico son la corriente y la tensión en corriente directa del arreglo fotovoltaico, considerando el número de módulos en serie y en paralelo, en condición de máxima potencia.
3. Modelo de Planta: Completan la planta el condensador de acondicionamiento de la tensión (g), el medidor de potencia (f), el medidor de frecuencia (c) y de tensión (e). La medición de frecuencia alimenta la función de reducción de potencia activa (b), y conjuntamente son entrada al módulo de control (a). Este control, con sus entradas adicionales implementa las diferentes funciones de control de tensión entregando señales de corrientes activa y reactiva al generador según la función parametrizada.

Los datos eléctricos de la planta y de los módulos usados en ella son presentados en la Tabla 5.

Tabla 5. Datos Eléctricos Planta PV

Variable	Valor
Potencia Activa Nominal Generador PV (P_n)	50 MW
Factor de Potencia Inversor (F_p)	0.95
Tensión RMS Punto de Conexión (V_n)	0.4 kV
Material del Módulo	Poli-cristalino
Potencia pico módulo (P_p)	315 W
Tensión punto de máxima P. (V_{mpp})	37.3 V
Corriente punto de máxima P. (I_{mpp})	8.45 A
Tensión punto de vacío (V_{oc})	45.4 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8.88 A
Tensión máxima de operación (V_L)	1000V
Coficiente Variación de V con °T.	-0.003/°K
Coficiente Variación de I con °T.	0.0004/°K

Con la información eléctrica del módulo PV, deben ser calculados el número de elementos en serie y paralelo que cumplan las condiciones de voltaje de operación y voltaje máximo, además de la potencia total entregada. De esta forma se tiene:

$$P_{gen} = V_{arreglo} I_{arreglo} \quad (1)$$

$$V_{arreglo} = N_s \cdot V_{mpp} \quad (2)$$

$$I_{arreglo} = N_p \cdot I_{mpp} \quad (3)$$

$$V_{oc,m\acute{a}x} = N_s \cdot V_{oc} \quad (4)$$

Siendo N_p y N_s el número de módulos en paralelo y serie, respectivamente. Adicionalmente, el voltaje pico en el punto de conexión es:

$$V_{pico, sis} = \sqrt{2} \cdot V_n \quad (5)$$

De esta forma, el voltaje del arreglo fotovoltaico debe estar comprendido dentro del siguiente intervalo:

$$V_{pico, sis} \leq V_{arreglo} \leq V_{oc,m\acute{a}x} \quad (6)$$

Tomando el lado izquierdo de la desigualdad (6) y la expresión (2), se tiene que el número de módulos N_s , que deben ser conectados en serie para alcanzar el voltaje de la red es:

$$N_s \cdot V_{mpp} \geq \sqrt{2} \cdot V_n \quad (7)$$

$$N_s \geq 15.17 \quad (8)$$

Seleccionando para N_s un número entero arbitrario, mayor que 15.17, se tiene un N_s igual a 20. Debe verificarse que el número de módulos escogidos para ser conectados en serie no debe ultrapasar la máxima tensión de operación (V_L). En este caso usando (4) y (8):

$$V_{oc, \max} = 908 \text{ V}$$

Finalmente, el número de módulos que deben ser conectado en paralelo, N_p , es calculado usando (1), (2) y (3):

$$N_p = \frac{P_{gen}}{N_s \cdot V_{mpp} \cdot I_{mpp}} \quad (9)$$

Obteniéndose, un N_p de 55,523

Es importante comentar que el número de módulos N_s y N_p calculados para escalar el modelo del arreglo PV y obtener la potencia máxima de la planta no obedecen a las configuraciones reales de conexiones serie-paralelo y número de inversores. Lo importante en este nivel de estudio es obtener una representación equivalente en el punto de conexión de la planta con el sistema.

De la Figura 7 a la Figura 10 se muestra la parametrización del modelo en el software DiGSILENT Power Factory, donde se ajusta el comportamiento dinámico del sistema PV.

	Parameter
► UI0 Open-circuit Voltage (STC) of Module [V]	45,4
Umpp0 MPP Voltage (STC) of Module [V]	37,3
Impp0 MPP Current (STC) of Module [A]	8,45
Ik0 Short-circuit Current (STC) of Module [A]	8,88
au Temperature correction factor (voltage) [1/K]	-0,003
ai Temperature correction factor (current) [1/K]	0,0004
nSerialModules Number	20,
nParallelModules Number	55523,
Tr Time Constant of Module [s]	0,

Figura 7. Parametrización del Arreglo PV – DiGSILENT

	Parameter
► Capacity of capacitor on DC busbar [s]	0,0172
Udc0 Initial DC-voltage [V]	746,
UdcN Nominal DC Voltage [kV]	1,
Pnen Rated Power [MW]	350,

Figura 8. Parametrización Capacitor DC – DigSILENT

	Parameter
► Kp Gain, Active Power PI-Controller [-]	0,005
Tip Integration Time Constant, Active Power PI-Control...	0,03
Tr Measurement Delay [s]	0,001
Tmpp Time Delay MPP-Tracking [s]	5,
deadband Deadband for AC Voltg. Support [pu]	0,
droop Static for AC Voltg. Support [-]	2,
i_EEG : 0 = acc. TC2007; 1 = acc. SDLWindV	0,
id_min Min. Active Current Limit [p.u.]	0,
U_min minimal allowed DC-voltage [V]	333,
iq_min Min. Reactive Current Limit [pu]	-0,31
id_max Max. Active Current Limit [p.u.]	1,
iq_max Max. Reactive Current Limit [pu]	0,31
maxAbsCur Max. allowed absolute current [pu]	1,
maxIq Max.abs reactive current in normal operation [pu]	1,

Figura 9. Parametrización Controlador – DigSILENT

	Parameter
► fUp Start of Act. Power Reduction [Hz]	60,3
fLow End of Act. Power Reduction [Hz]	60,03
gradient Gradient of Act. Power Reduction [%/Hz]	40,
Tfilter PT1-Filter Time Constant [s]	0,01

Figura 10. Parametrización Control de Potencia Activa – DigSILENT

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para realizar los análisis, se ajustaron cuatro escenarios de operación:

1. Red Sin Proyecto (RSP) – Demanda Media con Despacho Hidráulico (DH): En este escenario se considera el despacho planteado en la sección 2.1 para las unidades sincrónicas de la región Caribe, y el sistema PV permanece fuera de servicio.
2. Red Sin Proyecto (RSP) – Demanda Media con Despacho Térmico (DT): En este escenario se considera el despacho planteado en la sección 2.1 para las unidades sincrónicas de la región Caribe, y el sistema PV permanece fuera de servicio.
3. Red Con Proyecto (RCP) – Demanda Media con Despacho Hidráulico (DH): En este escenario se considera el despacho planteado en la sección 2.1 para las unidades sincrónicas de la región Caribe, y el sistema PV entrega al sistema un total de 350 MW. Para este caso, se supone que la potencia entregada por este proyecto desplaza recursos más costosos, por lo cual se realiza un re despacho en el SIN de tal manera que se cumplan con los requerimientos de potencia activa y potencia reactiva.
4. Red Con Proyecto (RCP) – Demanda Media con Despacho Térmico (DT): En este escenario se considera el despacho planteado en la sección 2.1 para las unidades sincrónicas de la región Caribe, y el sistema PV entrega al sistema un total de 350 MW. Para este caso, se supone que la potencia entregada por este proyecto desplaza recursos más costosos, por lo cual se realiza un re despacho en el SIN de tal manera que se cumplan con los requerimientos de potencia activa y potencia reactiva.

Ya que se analiza el comportamiento de diferentes variables de control en función del tiempo en cuatro escenarios de operación diferentes, es importante resaltar que cada escenario tiene un despacho de unidades de generación diferente. Al tener un despacho diferente, se espera que el comportamiento de las variables de control ante los mismos eventos sea diferente. En la Tabla 6 se presentan los valores de inercia total del sistema para cada uno de los escenarios de operación.

Tabla 6. Inercia del SIN según cada Escenario de Operación

Escenario de Operación	Inercia H [s]
RSP - DH	392.05
RSP - DT	408.51
RCP - DH	368.81
RCP - DT	372.83

De la Tabla 6, el escenario que presenta una mayor inercia es en el que se evalúa la red sin proyecto solar, con un despacho térmico (RSP – DT), seguido del escenario en el que se evalúa la red sin proyecto solar con un despacho hidráulico (RSP – DH). Para los escenarios de operación donde se considera el sistema PV, se observa que la inercia total es menor ya que, al realizar un re despacho de la generación del SIN, asumiendo que la potencia generada por la planta fotovoltaica

desplaza recursos más costosos, hay menor cantidad de generadores sincrónicos inerciales que ayuden a que el sistema de potencia sea más robusto ante diferente tipo de eventos. Para los escenarios donde se considera en servicio la planta solar fotovoltaica, se observa que el escenario que tiene despacho térmico presenta una mayor inercia comparado con el escenario de despacho hidráulico.

Teniendo en cuenta los escenarios de operación mencionados anteriormente, se evaluaron cuatro diferentes eventos para así poder evaluar el comportamiento de las variables de control del sistema de potencia ante cada uno de los siguientes eventos:

1. Pérdida de Generación: Para este evento se planea una contingencia en el SIN de tal forma que se ya no se pueda contar con parte de un recurso de generación hidráulico y térmico.
 - a. Recurso Hidráulico: Contingencia N-1 del transformador Porce III U1-2 de 500/13.2/13.2 kV, en el cual se conectan dos unidades de generación de Porce III, cada una de 175 MW, para un total de 350 MW.
 - b. Recurso Térmico: Contingencia N-3 de los transformadores Tebsa Vapor 1 220/18 kV, Tebsa Gas 2 220/13.8 kV y Tebsa Gas 3 220/13.8 kV para un total de 348 MW.
2. Pérdida de Carga: Para este evento se sacan de servicio dos grandes cargas las cuales están conectadas en las subestaciones La Loma 500 kV (123 MW) y Ure 110 kV (167 MW) para un total de 290 MW.
3. Cortocircuito en Línea de Transmisión: Para este evento se simula un cortocircuito trifásico en la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV al 50 % de la línea, con un tiempo de despeje de falla y apertura del circuito de 100 ms.
4. Cortocircuito en la Barra de Conexión: Para este evento se simula un cortocircuito monofásico y trifásico en la subestación Valledupar 220 kV, con un tiempo de despeje de falla y apertura de 100 ms.

3.1. RESULTADOS DE PÉRDIDA DE GENERACIÓN

Para este evento, como se mencionó anteriormente, se realizan dos contingencias. En la primera, se analiza la pérdida de 350 MW de Porce III, y en la segunda, la pérdida de 348 MW de Tebsa. Para cada una de estas contingencias, se simulan los resultados para cada uno de los cuatro escenarios de operación mencionados anteriormente. Adicionalmente, se analiza el caso en el cual ocurre una falla en el transformador elevador del sistema PV, para la Red Con Proyecto, en el escenario hidráulico y en el escenario térmico.

En la Figura 11 se presenta la frecuencia de la subestación Valledupar 220 kV ante la pérdida de 350 MW de Porce III, y en la Figura 12 se presenta la frecuencia de la misma subestación ante la pérdida de 348 MW de Tebsa.

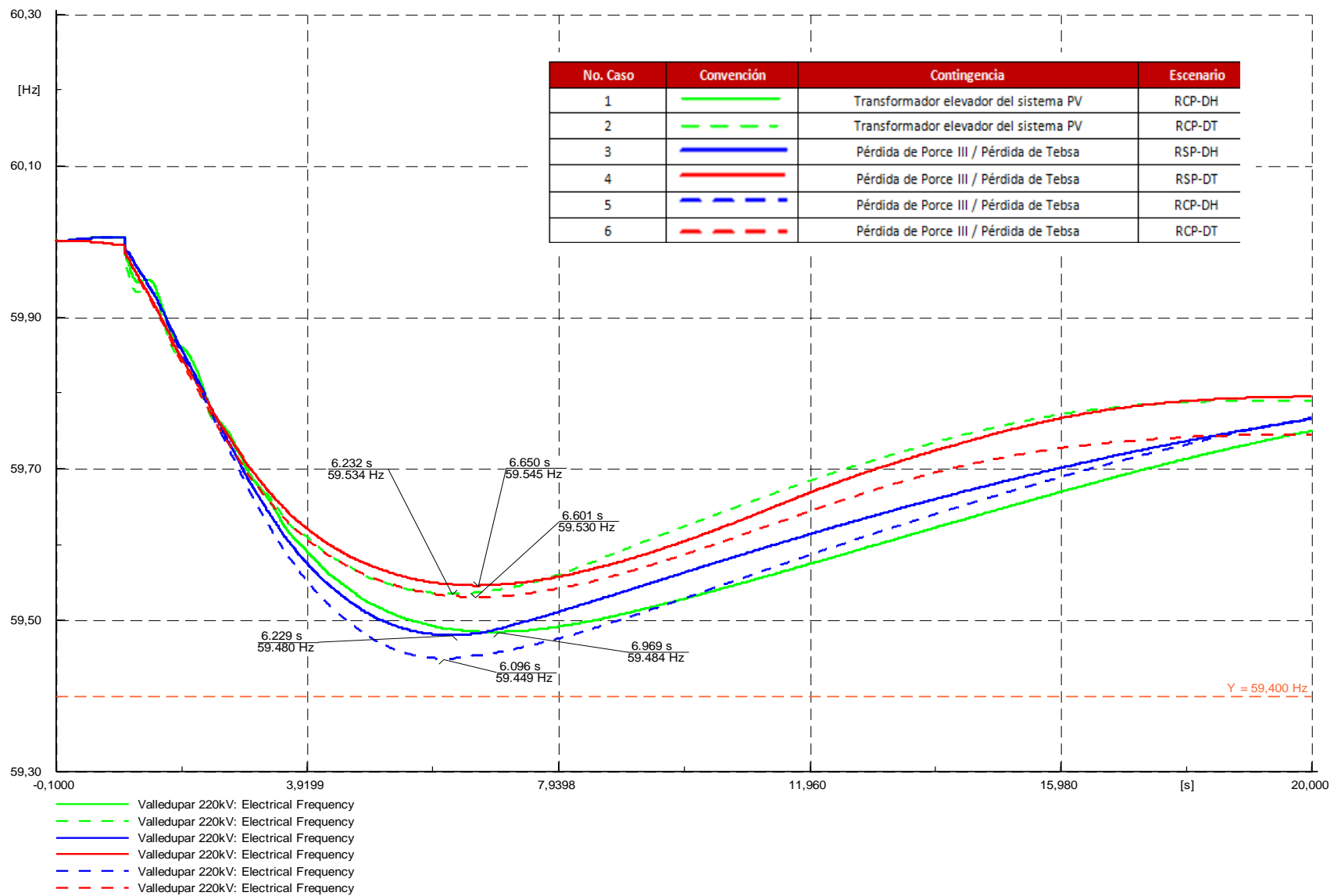


Figura 11. Pérdida de 350 MW de generación en Porc III

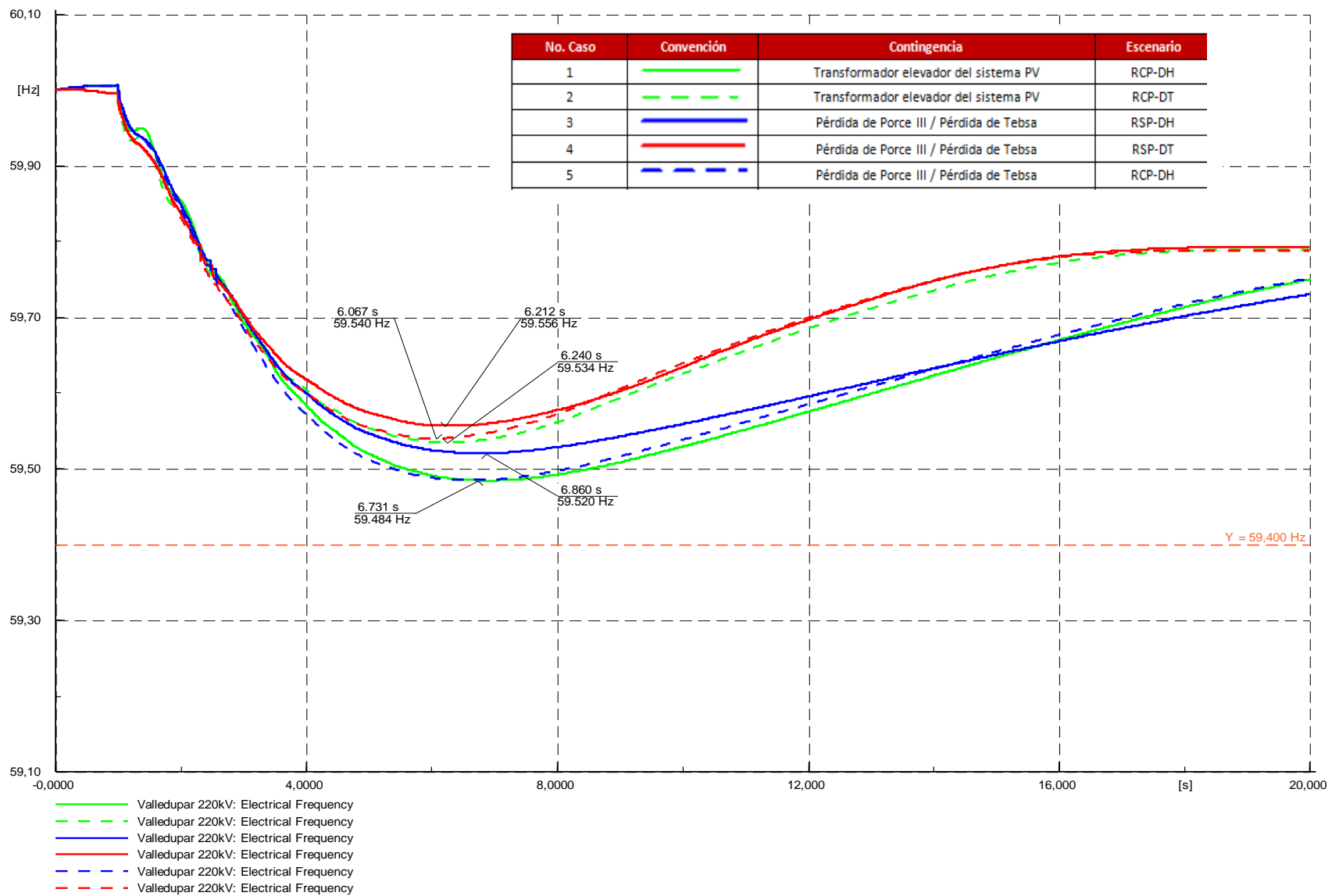








Figura 12. Pérdida de 348 MW de generación en Tebsa

Como se puede observar en la Figura 11 y en la Figura 12, los resultados obtenidos para la frecuencia del sistema muestran el comportamiento esperado ante este tipo de eventos. Es importante mencionar que para analizar la frecuencia del sistema, se tiene en cuenta el límite de 59.4 Hz, valor en el cual el Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), implementado en el SIN, empieza a actuar para restablecer el sistema y para llevar a la frecuencia del sistema a los valores adecuados para la operación.

De manera general, para las dos contingencias evaluadas, se observa que el escenario de operación que presenta una menor caída de la frecuencia es el RSP – DT con un valor de 59.545 Hz ante la contingencia de la generación en Porce III, y 59.556 HZ ante la contingencia de la generación de Tebsa. Esto se debe a que, como se presentó en la Tabla 6, éste es el escenario que tiene un mayor soporte inercial proveniente de las unidades de generación despachadas. De igual manera, para los demás escenarios de operación se puede observar que en ninguno la frecuencia llega a valores por debajo de 59.4 Hz. En la Tabla 7 se presentan los valores de frecuencia mínima para cada uno de los escenarios de operación, ante cada una de las contingencias.

Tabla 7. Resultados de frecuencia – Pérdida de generación en Porce III

No. Caso	Convención	Escenario de Operación	Frecuencia Mínima [Hz]		Diferencia [Hz]
			Evento Porce III	Evento Tebsa	
1		RCP-DH	59.484	59.484	0.000
2		RCP-DT	59.534	59.534	0.000
3		RSP-DH	59.480	59.520	0.040
4		RSP-DT	59.545	59.556	0.011
5		RCP-DH	59.449	59.484	0.035
6		RCP-DT	59.530	59.540	0.010

Para casos de estudio donde se contempla una mayor incorporación de plantas solares al sistema, se espera que, según el escenario de operación que se considere, la inercia del sistema se reduzca directamente proporcional ante este tipo de eventos, haciendo así que se pueda llegar a activar la regulación secundaria del SIN, junto con el EDAC, para así restablecer el sistema en el menor tiempo posible, si la regulación primaria y la reserva rodante de las plantas despachadas centralmente no pueden llevar acabo esta función.

En el Anexo 1.1 y 1.2 se encuentran las gráficas correspondientes a las demás variables de control ante este tipo de eventos (potencia activa y reactiva de las máquinas sincrónicas, voltaje y ángulo de diferentes subestaciones del SIN, potencia activa y reactiva de líneas de transmisión, y frecuencia del sistema en diferentes regiones del SIN).

Con los resultados obtenidos anteriormente, se realiza una comparación la cual se muestra en la Figura 13. En la Tabla 8 se presentan los valores de frecuencia para cada uno de los casos comparados.

Tabla 8. Resultados comparación de casos

No. Caso	Convención	Escenario de Operación	Frecuencia Mínima [Hz]
1		RCP-DH	59.449
2		RCP-DT	59.540
3		RCP-DH	59.484
4		RCP-DT	59.534

Según los resultados obtenidos, se observa que el evento más crítico es la pérdida de 350 MW de la generación Porce III en el escenario de operación con despacho hidráulico, cuando se considera que la planta solar fotovoltaica se encuentra en servicio y se realiza un re despacho de las unidades de generación en el sistema de potencia.

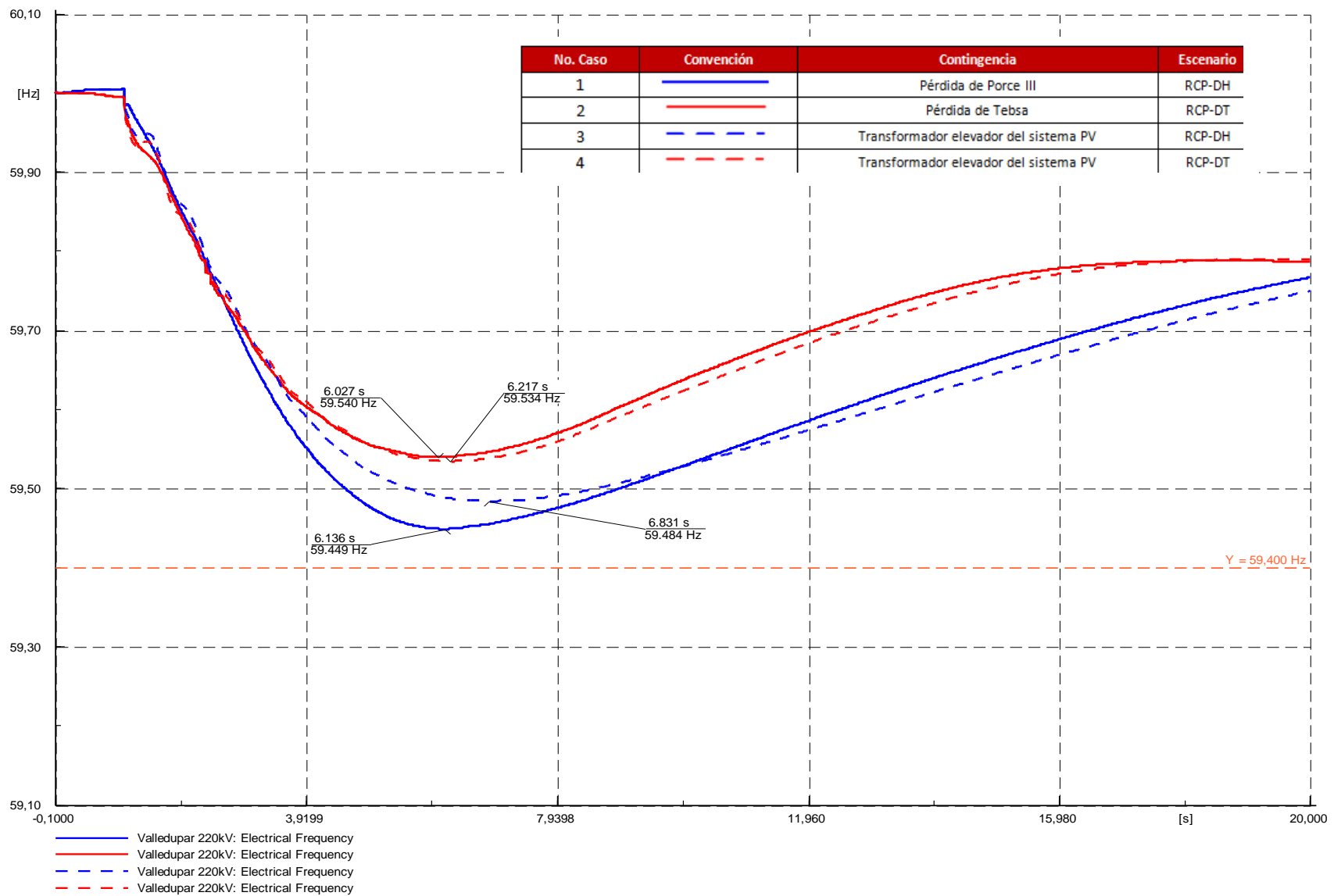


Figura 13. Comparación entre eventos de pérdida de generación

3.2. RESULTADOS DE PÉRDIDA DE CARGA

Para el análisis de este evento, como se mencionó anteriormente, se sacan de servicio dos grandes cargas, las cuales están conectadas en las subestaciones La Loma 500 kV (123 MW) y Ure 110 kV (167 MW) para un total de 290 MW, y como parte del control de la frecuencia en el sistema de potencia, la planta solar fotovoltaica reduce su potencia generada en función del cambio en la frecuencia. Este cambio en la potencia tiene un gradiente igual al 40 %/Hz, lo que resulta en un estatismo de alrededor del 4 %.

Para analizar el comportamiento del sistema de potencia durante este evento, se presentan 5 resultados:

1. En la Figura 16 se presenta la frecuencia de la barra de conexión del sistema PV, junto con la frecuencia de la barra de baja tensión del sistema PV: En estos resultados se muestran cuatro simulaciones para cada barra, correspondientes a los cuatro escenarios de operación mencionados anteriormente (RSP-DH, RSP-DT, RCP-DH y RCP-DT).
2. En la Figura 17 se presenta la relación que existe entre la potencia activa P [MW] del sistema PV y la frecuencia del sistema, junto con el comportamiento de los controles del sistema PV ante este evento, siguiendo la convención presentada en la Figura 14, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.

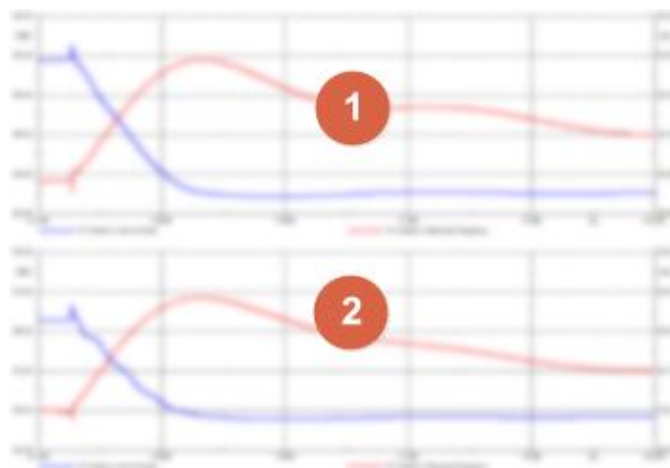


Figura 14. Estructuración de simulaciones de potencia – Pérdida de carga

3. En la Figura 18 se presenta la relación que existe entre la potencia reactiva Q [MVar] del sistema PV y la tensión AC de la barra de baja tensión del sistema PV, junto con el comportamiento de los controles del sistema PV ante este evento, siguiendo la convención presentada en la Figura 14, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.
4. En la Figura 19 se presentan las tensiones de diferentes subestaciones del SIN en los cuatro escenarios de operación, siguiendo la convención presentada en la Figura 15, donde se presentan cuatro cuadrantes. El primer cuadrante corresponde al escenario RSP-DH, el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DH, el tercer cuadrante

corresponde al escenario RSP-DT y, finalmente, el cuarto cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.

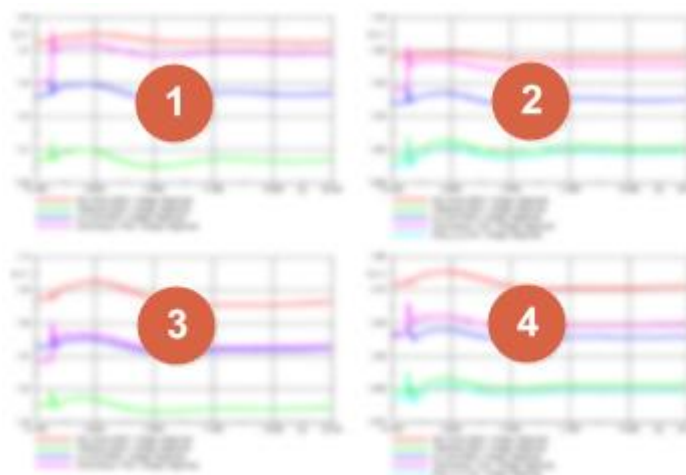
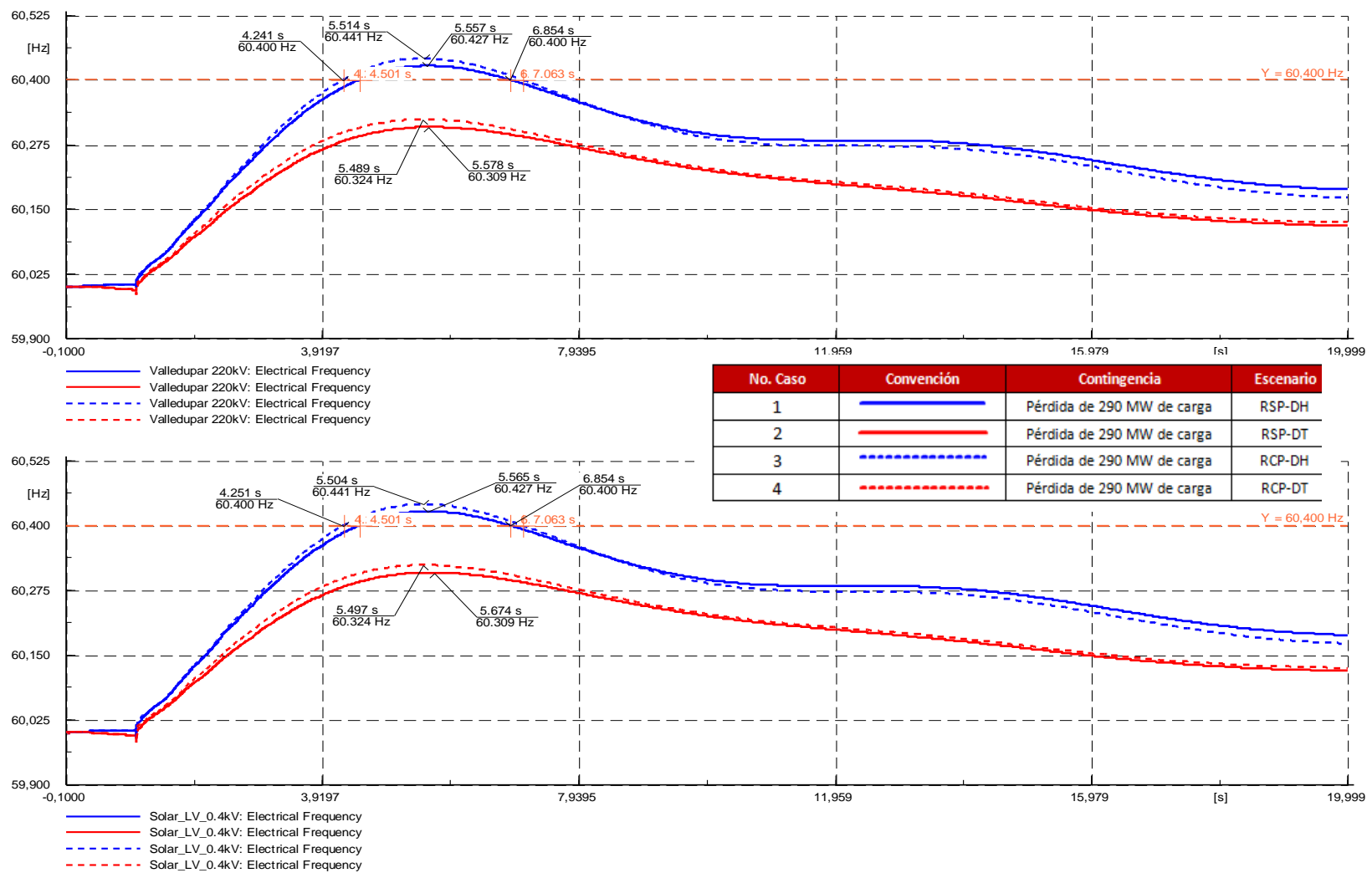


Figura 15. Estructuración de simulaciones de tensión – Pérdida de carga

5. En la Figura 20 se presentan los valores de potencia activa P [MW] y potencia reactiva [MVar] que circulan a través del transformador elevador del sistema PV, siguiendo la convención presentada en la Figura 14, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.

En el Anexo 1.3 se encuentran las gráficas correspondientes a las demás variables de control ante este tipo de eventos (Potencia activa y reactiva de las máquinas sincrónicas, voltaje y ángulo de diferentes subestaciones del SIN, potencia activa y reactiva de líneas de transmisión, y frecuencia del sistema en diferentes regiones del SIN) para cada caso analizado.

A continuación se presentan los cinco resultados mencionados anteriormente.



	INCORPORACIÓN DE RECURSO SOLAR EN EL SIN		04_Ev_C_Frecuencias	Date: 09/2017
Evento: Pérdida de 290 MW de Carga - Reducción del 40% del sistema PV		Períodos de Demanda Media - Año 2018		Annex: 2.18D /1

Figura 16. Comportamiento de la frecuencia – Reducción de $P = 40\%$ /Hz - Pérdida de 290 MW de carga

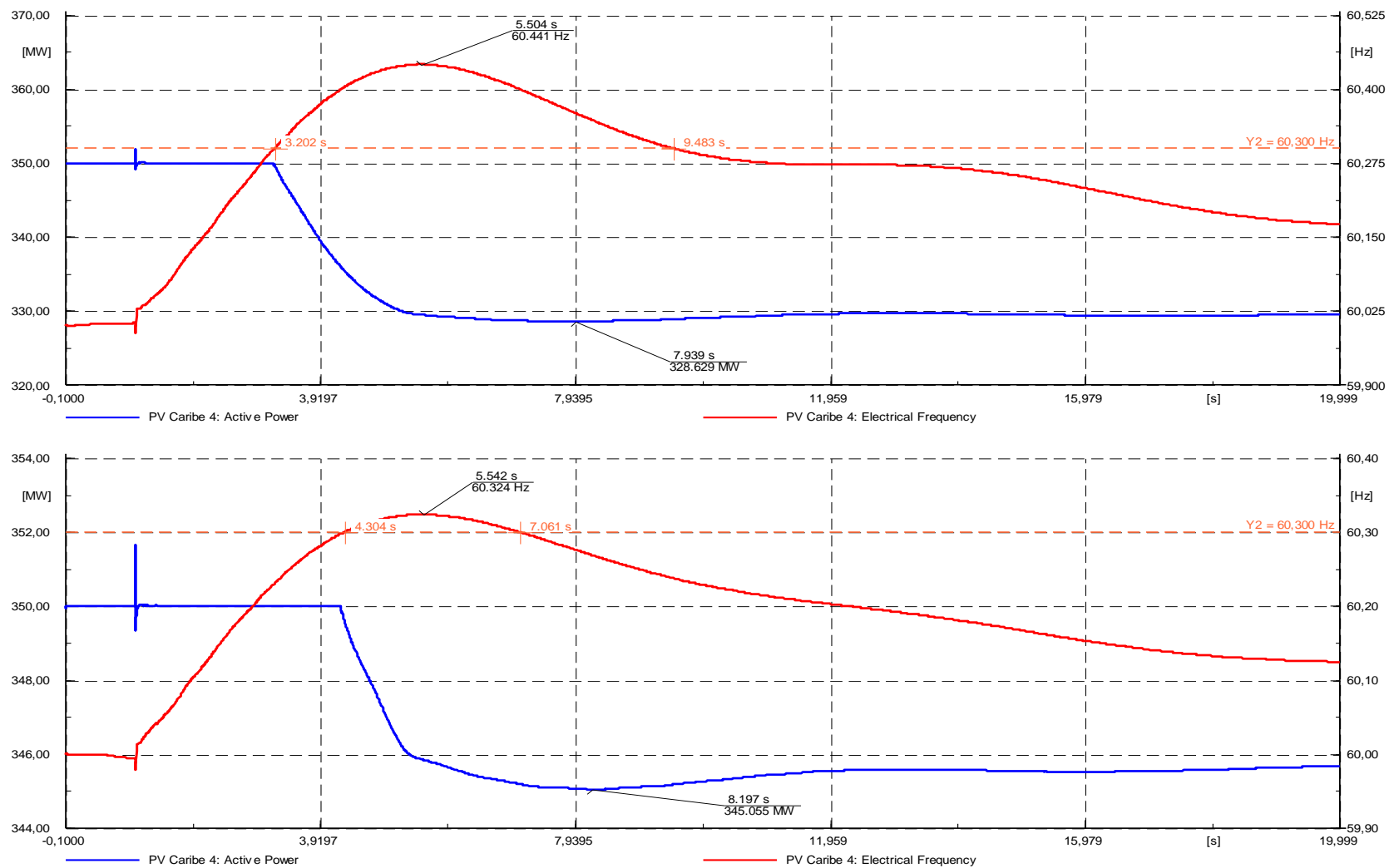


Figura 17. Relación de P [MW] y frecuencia [Hz] – Reducción de P = 40 %/Hz - Pérdida de 290 MW de carga

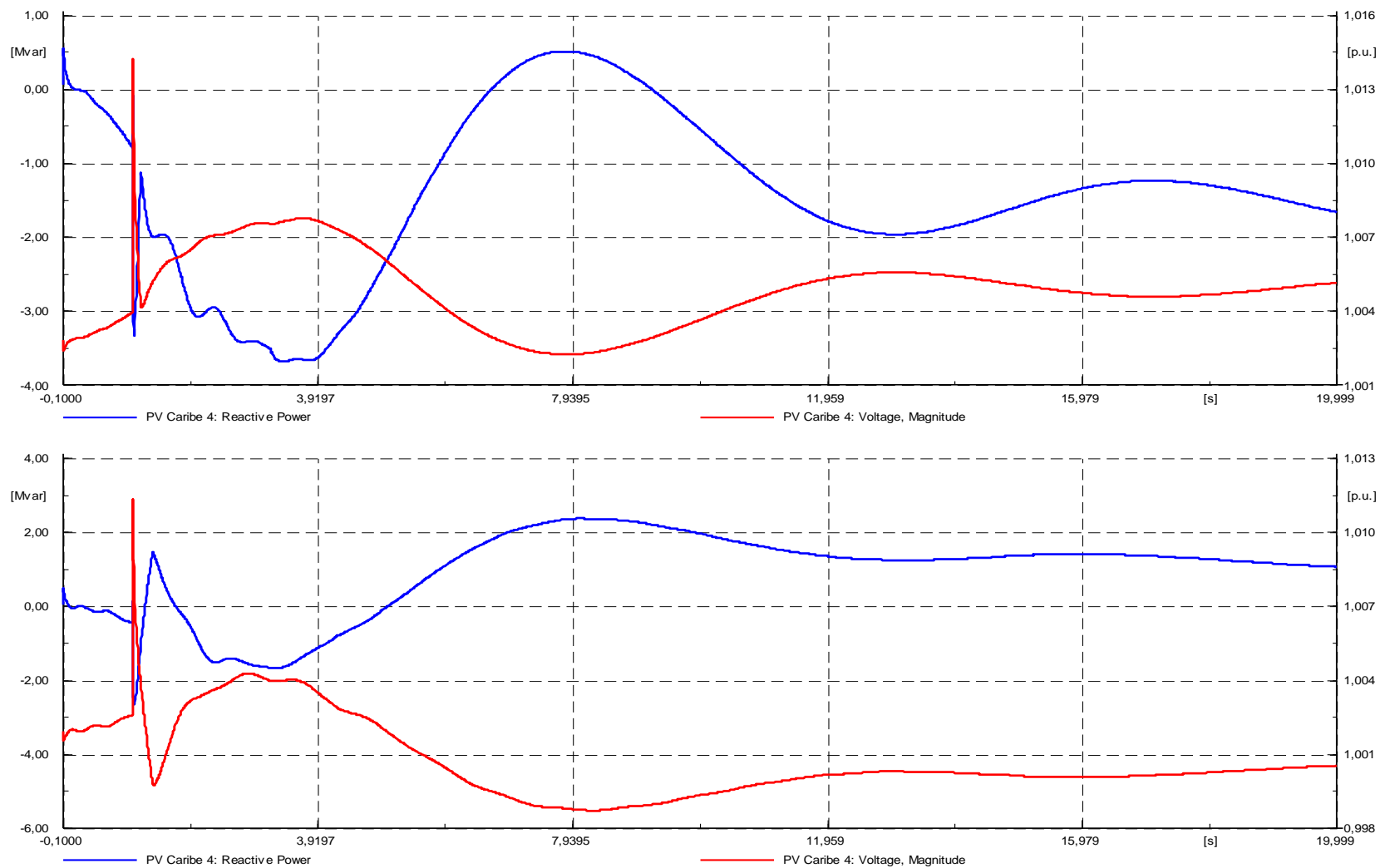


Figura 18. Relación de Q [MVar] y tensión [p.u.] – Reducción de $P = 40\% / \text{Hz}$ - Pérdida de 290 MW de carga

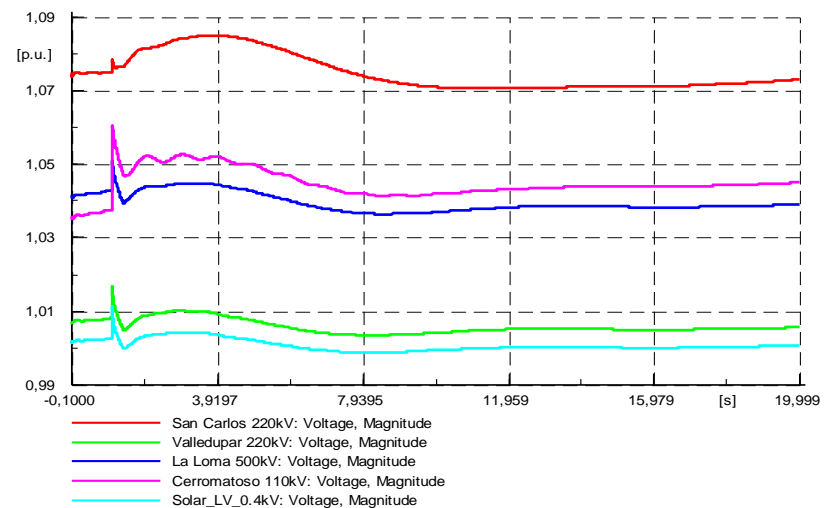
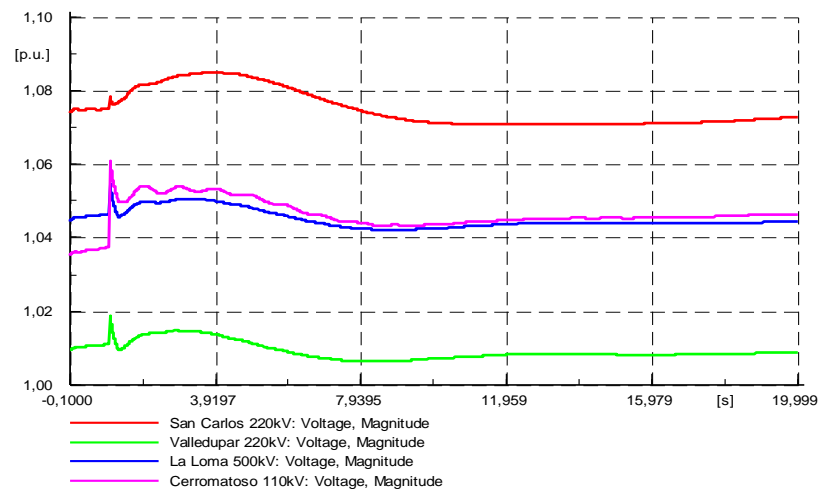
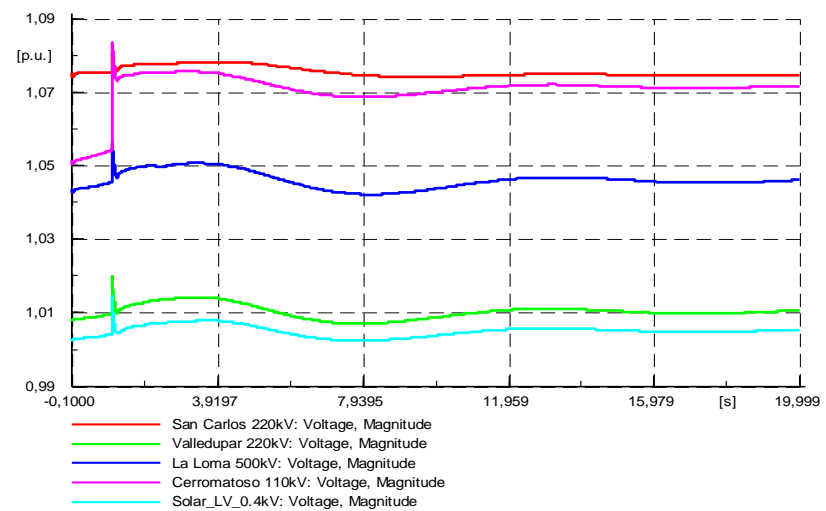
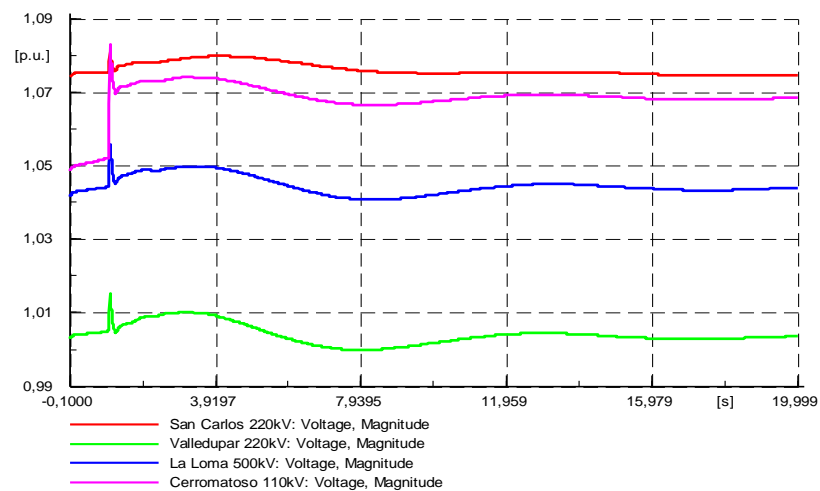


Figura 19. Comportamiento de la tensión en el SIN – Reducción de P = 40 %/Hz - Pérdida de 290 MW de carga

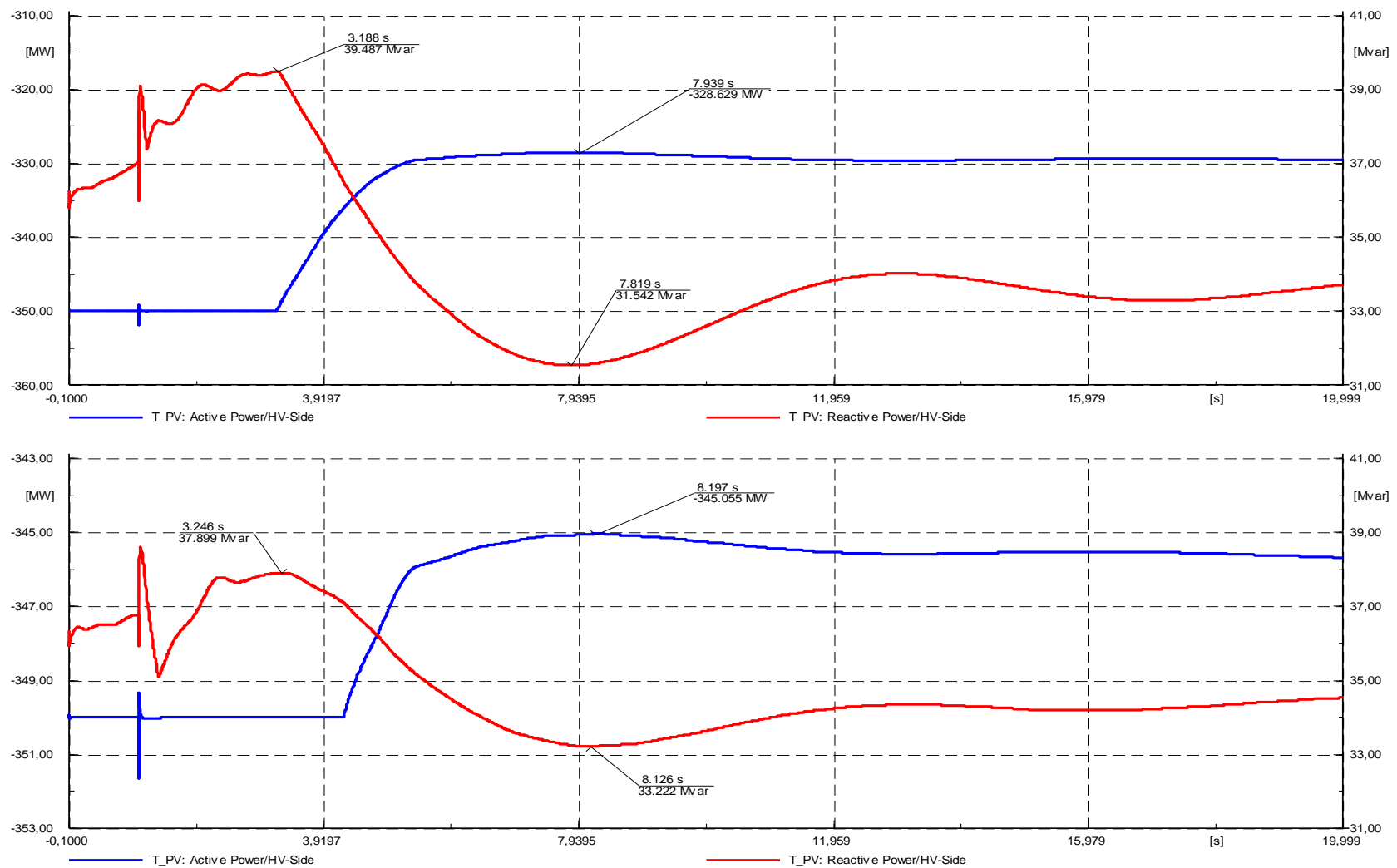


Figura 20. Comportamiento de P [MW] y Q[MVar] del transformador elevador – Reducción de P = 6 %/Hz - Pérdida de 290 MW de carga





Para cada uno de los cinco resultados se puede apreciar lo siguiente:

Resultado 1 (correspondiente a la Figura 16)

El comportamiento de la frecuencia del sistema de potencia, ante el evento evaluado, es el esperado; la frecuencia tiene incursiones por encima del valor de referencia (60 Hz). Para este tipo de eventos, se establece un límite superior de 60.4 Hz, límite en el cual se espera que la regulación secundaria (realizada por la regulación automática de generación, AGC) obtenga un nuevo balance entre la generación y la carga del SIN.

En la Tabla 9 se presentan los valores de frecuencia en la subestación Valledupar 220 kV, junto con la diferencia para cada uno de los casos, dependiendo de la tasa de reducción de la potencia activa de la planta fotovoltaica.

Tabla 9. Resultados de frecuencia – Pérdida de carga de 290 MW

No. Caso	Convención	Escenario de Operación	Frecuencia Máxima [Hz]
1		RSP-DH	60,427
2		RSP-DT	60,309
3		RCP-DH	60,441
4		RCP-DT	60,324

Como se puede apreciar en los resultados mostrados en la Tabla 9, los escenarios con despacho hidráulico superan el límite de 60.4 Hz, y, a su vez, el escenario que considera la inclusión de la planta fotovoltaica tiene el mayor valor (60.441 Hz). Esto se debe principalmente a los valores presentados en la Tabla 6, donde se muestra que este escenario de operación es el que presentan un menor valor de inercia total, haciendo así que la respuesta ante este tipo de eventos sea más lenta y presente valores más altos en la frecuencia del sistema de potencia.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se observa que al considerar una tasa de reducción de la potencia activa de la planta fotovoltaica más alta (40 %/Hz, que es equivalente a un 4 % aproximadamente de estatismo), el valor de la frecuencia permanece un menor tiempo por encima del límite, con un total de 2.613 segundos para el escenario con despacho de la planta fotovoltaica.

Resultado 2 (correspondiente a la Figura 17)

Para este caso, el control de reducción de potencia activa actúa de tal forma que la potencia activa del sistema PV se reduce en el momento en el cual la frecuencia está por encima del límite establecido en el control (60.3 Hz). En la Tabla 10 se presenta la potencia reducida, en cada escenario de operación donde se considera despacha la planta fotovoltaica.

Tabla 10. Total de potencia activa reducida – Evento pérdida de carga de 290 MW

Escenario de Operación	Potencia Reducida [MW]
RCP-DH	21,371
RCP-DT	4,945

Como se puede observar en la Tabla 10, el escenario de operación que presenta una mayor reducción de potencia activa es en el que se considera un despacho hidráulico. Por otro lado, al considerar una tasa de reducción del 40 %/Hz, el control de la planta fotovoltaica, ante este evento, reduce la potencia un total de 21.371 MW.

Una vez la frecuencia regrese a un valor cercano al valor inicial (previo al evento), se espera que el control de la planta fotovoltaica restablezca la potencia generada a la potencia nominal de la planta, y que esta inclusión de potencia activa no afecte de manera significativa la frecuencia del sistema.

Resultado 3 (correspondiente a la Figura 18)

Teniendo en cuenta que en condiciones normales de operación, es decir, sin ninguna contingencia en el sistema, la planta PV no entrega ningún reactivo, ante cualquier perturbación, como es el caso de pérdida de carga en el sistema de potencia, la planta PV entrega o absorbe reactivos en función de una tensión objetivo en la subestación en la cual está conectada la planta, la subestación Valledupar 220 kV.

En la Figura 18 se observa cómo la potencia reactiva varía según el valor de tensión de la subestación Valledupar 220 kV, buscando una tensión objetivo de 1.0082 p.u. en el escenario de operación con despacho hidráulico, y de 1.0073 p.u. en el escenario de operación con despacho térmico, teniendo en cuenta que estos valores son las tensiones calculadas mediante el flujo de carga en estado estable.

Resultado 4 (correspondiente a la Figura 19)

Los valores de tensión de las subestaciones cercanas a la conexión del sistema PV permanecen dentro de los rangos establecidos por la regulación y presentan buenos perfiles de tensión para la correcta operación del sistema de potencia. Adicionalmente se observa que la regulación primaria de las máquinas sincrónicas actúa de tal forma que las tensiones de estas subestaciones retornan a valores cercanos a los que tenían antes del evento de pérdida de carga.

Resultado 5 (correspondiente a la Figura 20)

Como se puede observar, previo al evento, el flujo de potencia activa (medido en el devanado de alta tensión del transformador elevador) es de -350 MW en los dos escenarios de operación evaluados; es decir, que se está entregando al sistema la potencia total del generador fotovoltaico. Posterior al evento, se observa que el flujo de P disminuye hasta un valor de -328 MW en el escenario de despacho hidráulico y -345 MW en el escenario de despacho térmico.

En cuanto a la potencia reactiva, se observa que, previo al evento, el flujo de potencia reactiva a través del transformador es desde el sistema de potencia hacia la planta PV, con un promedio de 37 MVAR, aproximadamente. Después del evento, se aprecia que el flujo de potencia reactiva varía entre 2 MVAR y 5 MVAR debido a que, ante esta perturbación en el sistema, el inversor de la planta fotovoltaica hace que se genere potencia reactiva, tal y como se puede observar en el Resultado 3.

3.3. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Para el análisis de este evento, como se mencionó anteriormente, se simula un cortocircuito trifásico en la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV (con una longitud total de 117 km) al 50 % de la línea, con un tiempo de despeje de falla y apertura de 100 ms. Para analizar el comportamiento del sistema de potencia durante este evento, se presentan 3 resultados:

1. En la Figura 23 se presentan las tensiones en las subestaciones más cercanas al evento de cortocircuito. Para este análisis se espera un comportamiento tal y como se muestra en la Figura 21, donde se esperaría que las tensiones, después del evento, estén por encima del límite 1.

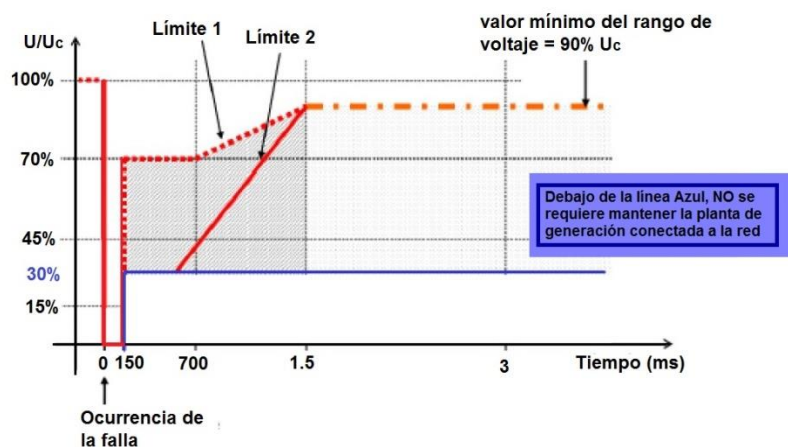


Figura 21. Curvas límites de tensión de falla

Para interpretar los resultados presentados, se debe tener en cuenta la convención de la Figura 22, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.

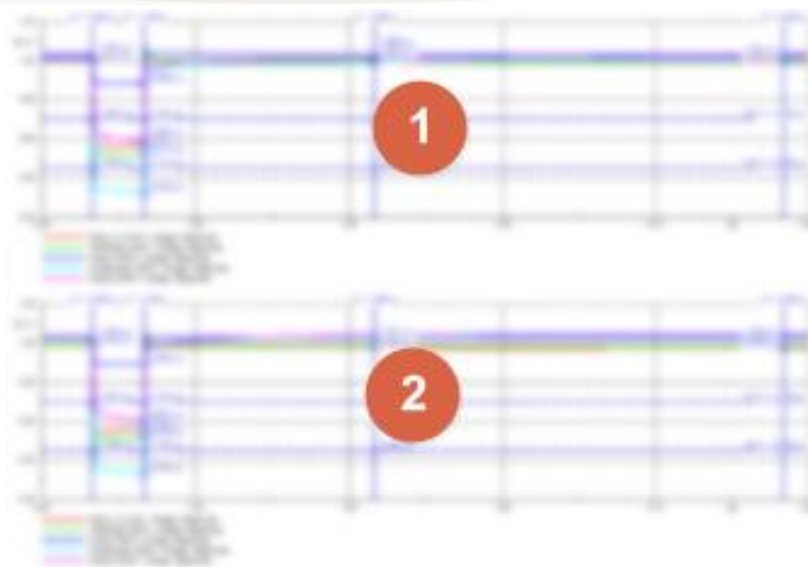
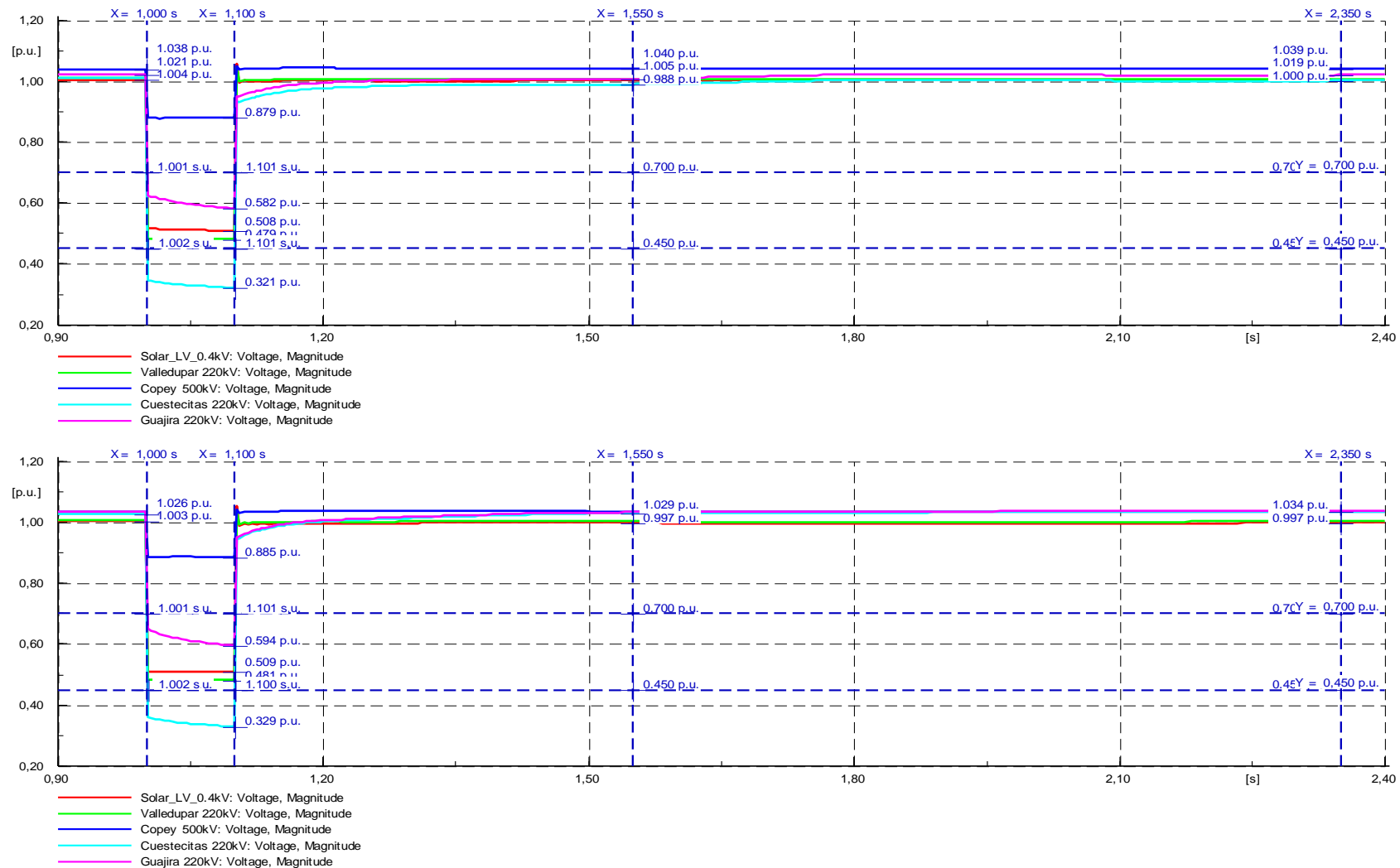


Figura 22. Estructuración de simulaciones de tensión – Cortocircuito en línea de transmisión

2. En la Figura 24 se presenta la relación que existe entre la potencia activa P [MW] del sistema PV y frecuencia de la barra de conexión del sistema PV, junto con el comportamiento de los controles del sistema PV ante este evento, siguiendo la convención presentada en la Figura 22, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.
3. En la Figura 25 se presenta la relación que existe entre la potencia reactiva Q [MVar] del sistema PV y la tensión en la subestación Valledupar 220 kV, junto con el comportamiento de los controles del sistema PV ante este evento, siguiendo la convención presentada en la Figura 22, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.
4. En la Figura 26 y en la Figura 27 se presentan los valores de corriente activa y reactiva para los escenarios de operación con despacho hidráulico y térmico respectivamente.

En el Anexo 1.4 se encuentran las gráficas correspondientes a las demás variables de control ante este tipo de eventos (Potencia activa y reactiva de las máquinas sincrónicas, voltaje y ángulo de diferentes subestaciones del SIN, potencia activa y reactiva de líneas de transmisión, y frecuencia del sistema en diferentes regiones del SIN).



INCORPORACIÓN DE RECURSO SOLAR EN EL SIN

09_Ev_Sc_Tensiones

Date: 09/2017

Cortocircuito Línea Valledupar - Cuestecitas 220 kV al 50%

Períodos de Demanda Media - Año 2018

Annex: 3.18D /1

Figura 23. Comportamiento de las tensiones en Caribe – Cortocircuito trifásico línea de Transmisión

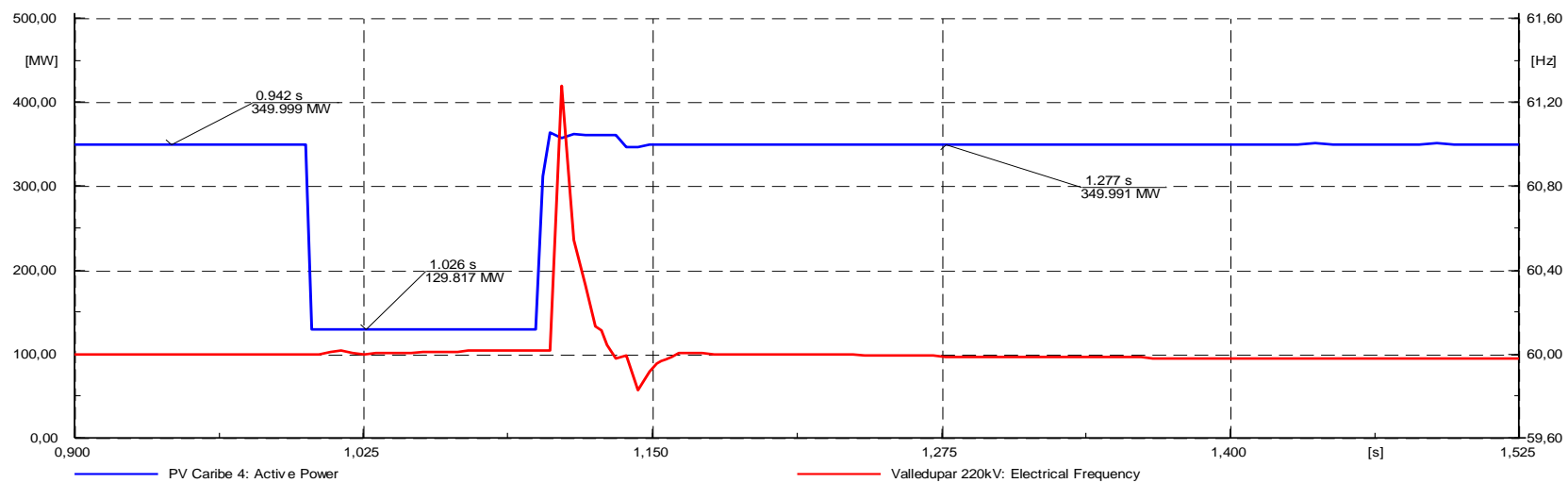
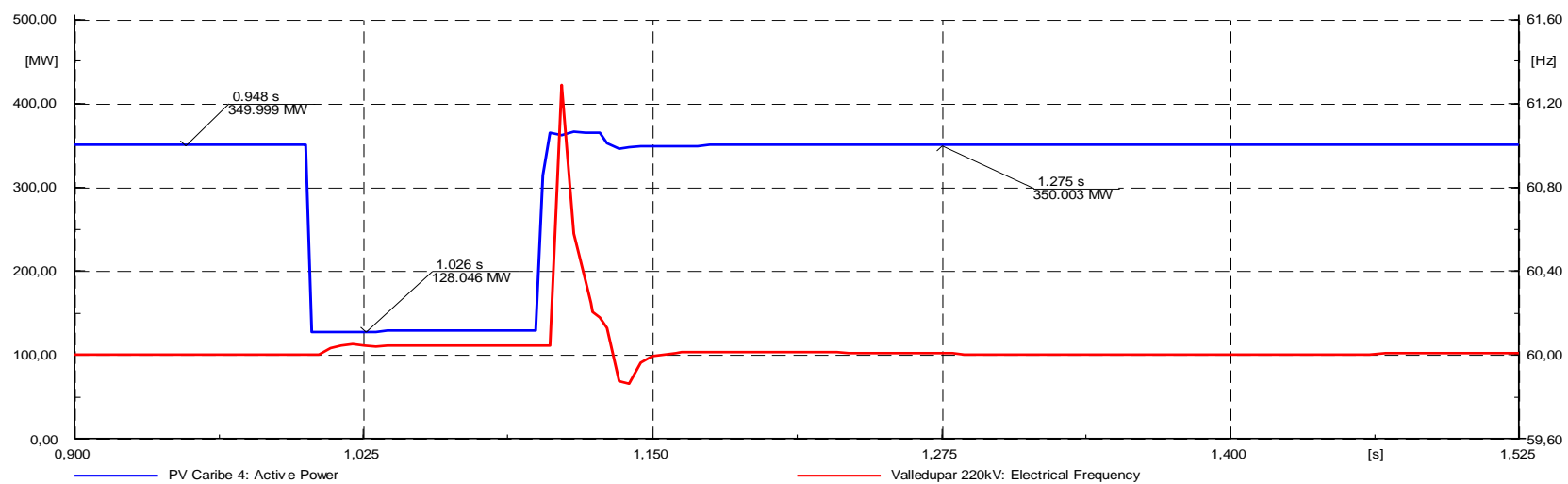


Figura 24. Relación de P [MW] y frecuencia [Hz] – Cortocircuito trifásico línea de Transmisión

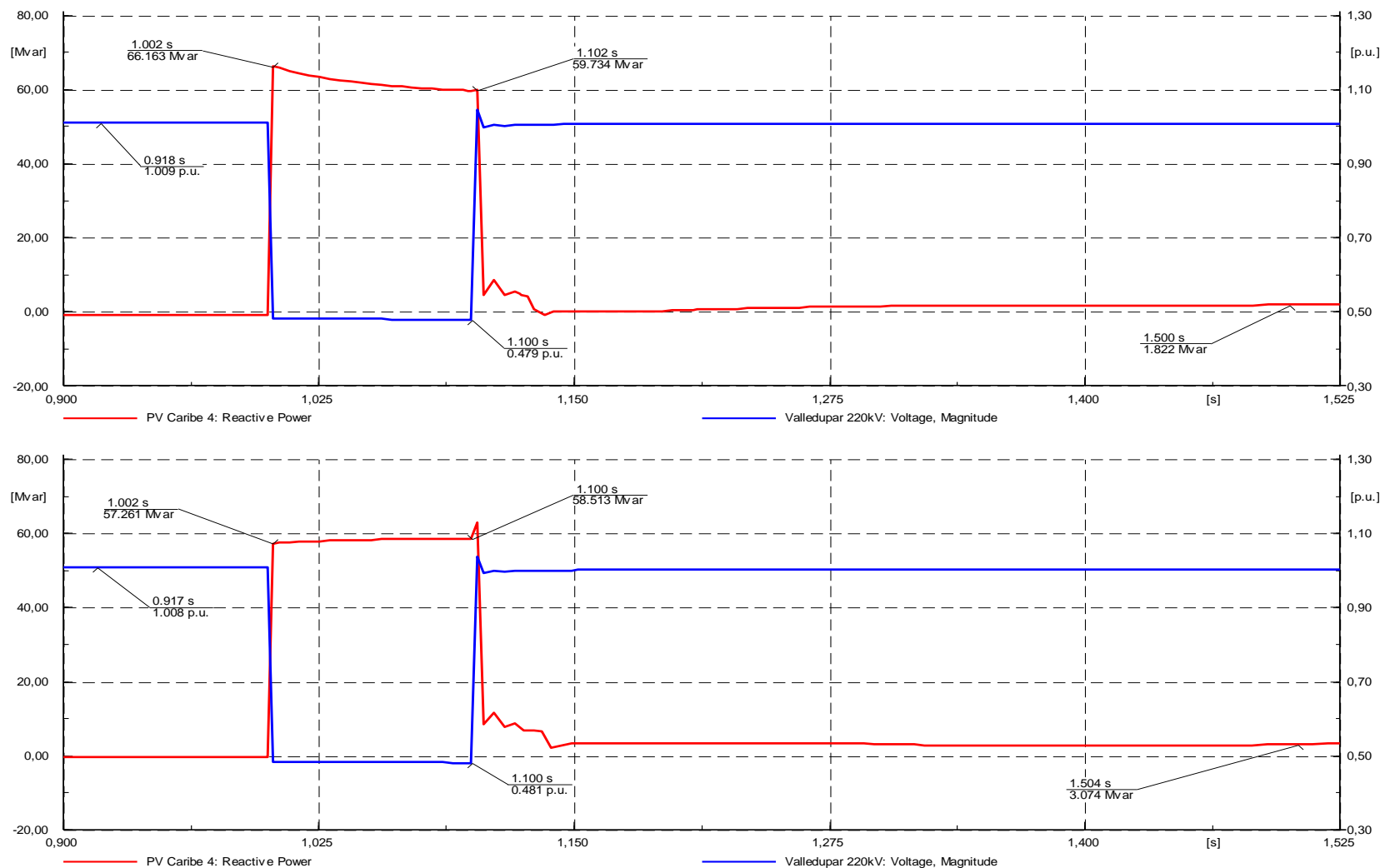


Figura 25. Relación de Q [MVar] y tensión [p.u.] – Cortocircuito trifásico línea de Transmisión

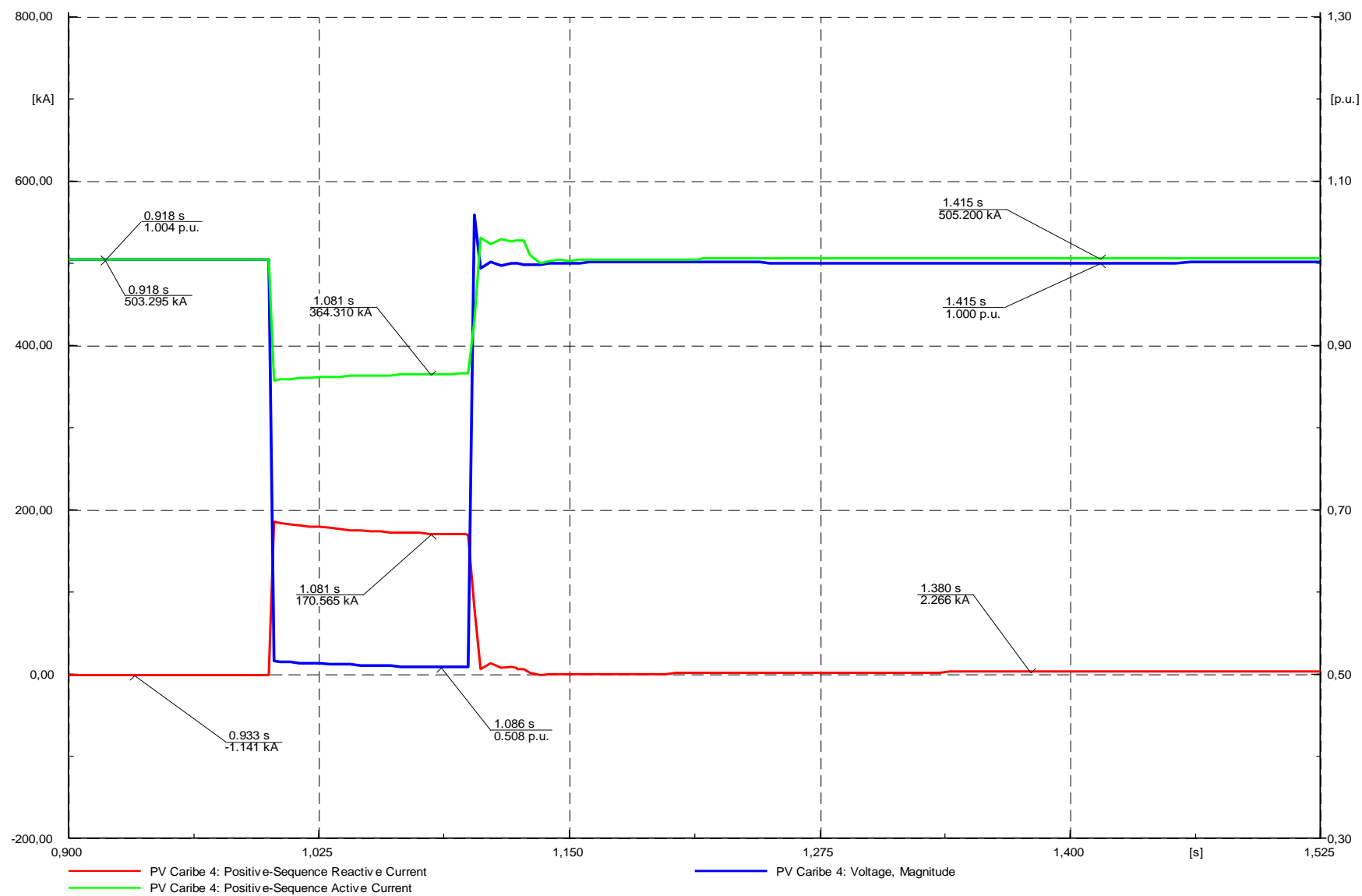


Figura 26. Corrientes Activas y Reactivas [kA] – Escenario hidráulico - Cortocircuito trifásico línea de Transmisión

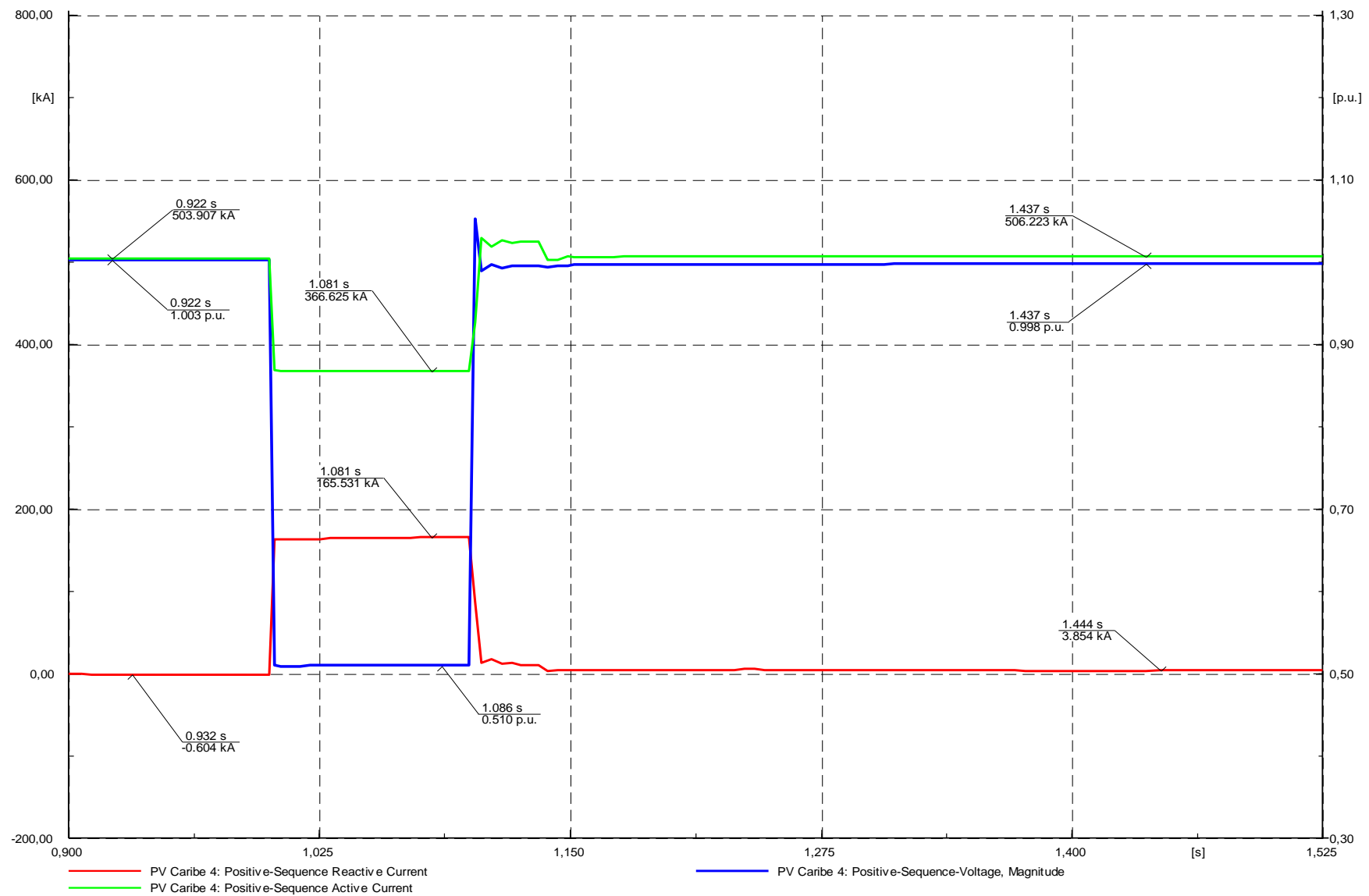


Figura 27. Corrientes Activas y Reactivas [kA] – Escenario Térmico - Cortocircuito trifásico línea de Transmisión

De los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones se puede apreciar lo siguiente:

Resultado 1 (Figura 23):

Las tensiones de las subestaciones Cuestecitas 220 kV, Valledupar 220 kV y Solar_LV 20 kV son las que presentan valores más bajos durante el evento (0.321 p.u., 0.450 p.u. y 0.479 p.u. respectivamente para el escenario hidráulico, y 0.329 p.u., 0.450 p.u. y 0.481 p.u. respectivamente para el escenario térmico). Sin embargo, se observa que después de despejada la falla, todas las tensiones monitoreadas retornan a valores dentro de los límites establecidos por la regulación (0.9 p.u. y 1.1 p.u.) para los dos escenarios evaluados, lo que significa que la estabilidad de tensión del sistema es robusta y no es necesaria la desconexión del sistema PV.

Resultado 2 (Figura 24):

Como se observa, previo al cortocircuito trifásico en la línea de transmisión, la potencia generada por el sistema PV es de 350 MW, los cuales se ven reducidos hasta un valor de 128 MW aproximadamente para los dos escenarios de operación evaluados. Posterior al despeje de la falla, se observa que el sistema PV restablece su máxima potencia. La reducción de potencia durante el evento se debe principalmente a la caída de tensión de la barra de conexión y la necesidad de que ésta entregue potencia reactiva al sistema, de tal forma que ayude a la pronta recuperación del mismo; sin embargo, se evidencia que no es necesaria la desconexión del sistema PV ya que, después de despejada la falla, las tensiones de las subestaciones aledañas regresan a valores superiores a 0.9 p.u. y no se ve afectada la estabilidad de tensión del sistema de potencia.

Resultado 3 (Figura 25):

El sistema PV tiene la capacidad de entregar potencia reactiva durante eventos del sistema de potencia, donde el soporte transitorio de reactiva puede ser del 100% de la corriente nominal del inversor, en caso de ser necesario. Como se puede observar en los resultados de la Figura 25, la tensión en la subestación de conexión del sistema PV (Valledupar 220 kV) cae a un valor cercano a 0.48 p.u., por lo cual la planta fotovoltaica entrega un valor de potencia reactiva igual a 58 MVar aproximadamente (0.16 p.u.) para los dos escenarios de operación evaluados. Posterior al despeje de la falla por las protecciones de la línea de transmisión, se observa que la potencia reactiva regresa a un valor cercano a 0 MVar, para retornar a la condición previa a la falla.

Resultado 4 (Figura 26 y Figura 27):

Teniendo en cuenta los resultados 2 y 3, se observa que para los dos escenarios de operación, durante el evento de cortocircuito, la corriente activa disminuye (de 503 kA a 365 kA aproximadamente, medido en el lado de 0.4 kV del sistema PV), mientras que la corriente reactiva aumenta (de 0 kA a 168 kA aproximadamente). De esta manera se muestra que ante eventos de cortocircuito en el sistema de potencia, la planta fotovoltaica puede aportar hasta su corriente nominal (531 kA, siendo 368 MVA la potencia nominal del sistema PV).

3.4. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO EN SUBESTACIÓN

Para el análisis de este evento, como se mencionó anteriormente, se simula un cortocircuito monofásico y trifásico en la subestación Valledupar 220 kV, con un tiempo de despeje de falla de 100 ms. Para analizar el comportamiento del sistema de potencia durante este evento, se presentan 2 resultados:

1. En la Figura 29 se presentan los resultados obtenidos de la corriente del sistema PV, y las tensiones en la barra de baja tensión (0.4 kV) y en Valledupar 220 kV para el evento de cortocircuito trifásico en esta misma subestación. Para interpretar los resultados presentados, se debe tener en cuenta la convención de la Figura 28, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.

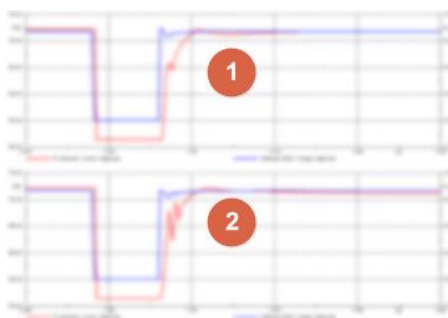


Figura 28. Estructuración de simulaciones de tensión y corriente – Cortocircuito en SE

2. En la Figura 30 se presentan los resultados obtenidos de la corriente del sistema PV, y las tensiones en la barra de baja tensión (0.4 kV) y en Valledupar 220 kV, para el evento de cortocircuito monofásico en esta misma subestación. Para interpretar los resultados presentados, se debe tener en cuenta la convención de la Figura 28, donde el primer cuadrante corresponde al escenario RCP-DH y el segundo cuadrante corresponde al escenario RCP-DT.

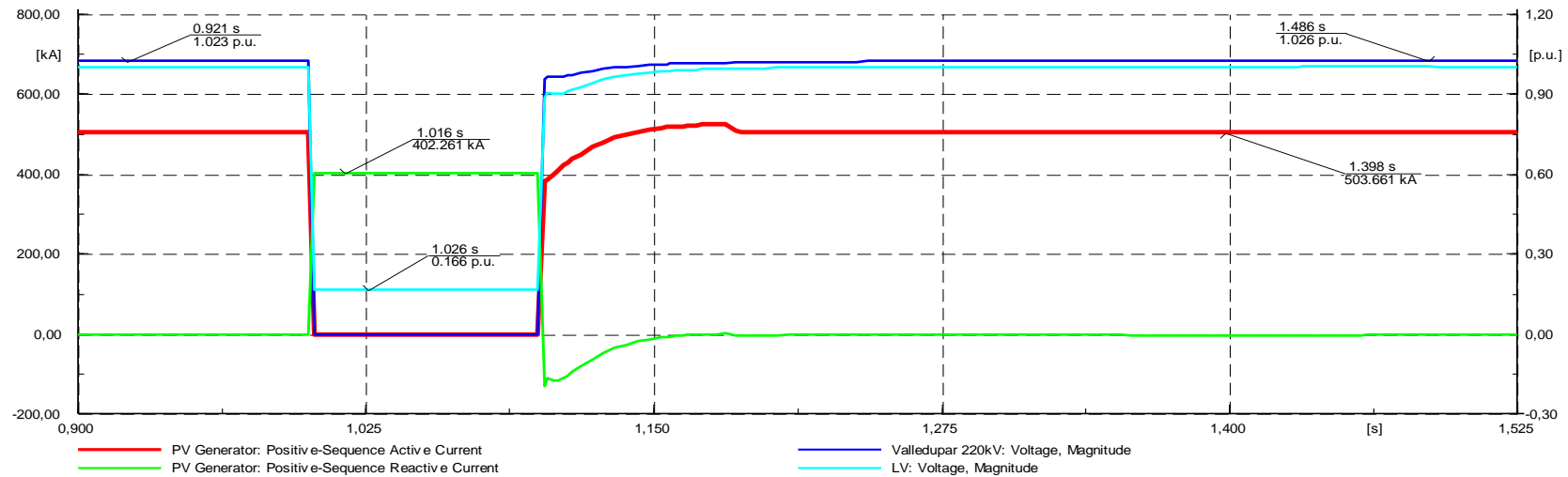
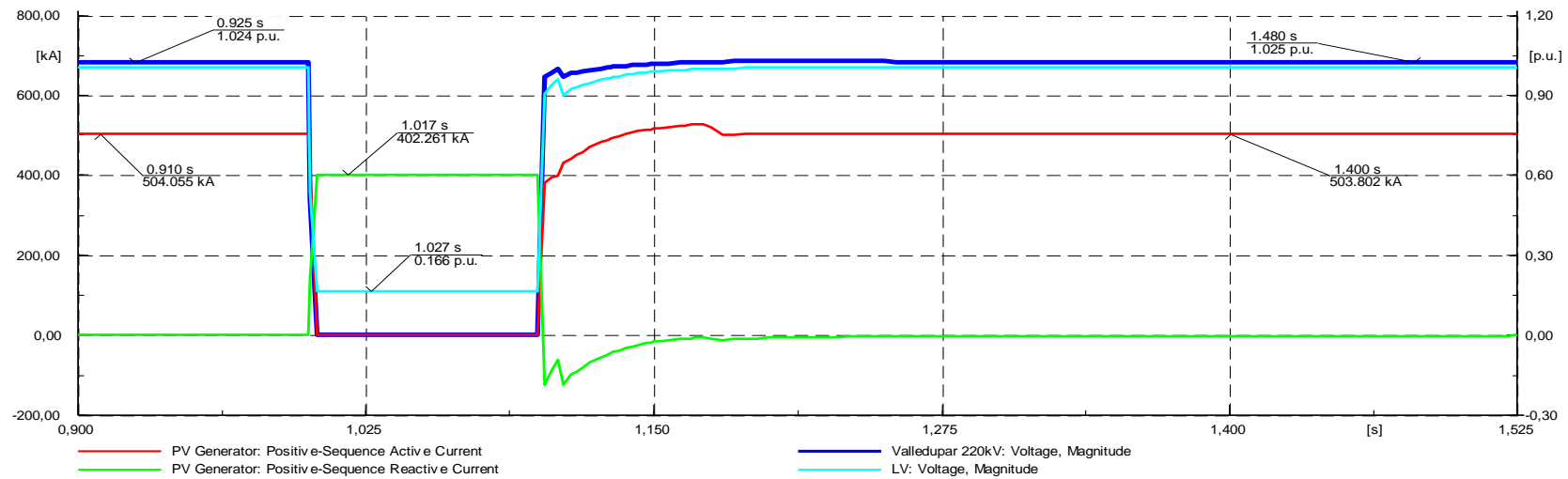


Figura 29. Comportamiento de la corriente del sistema PV – Cortocircuito trifásico en Valledupar 220 kV

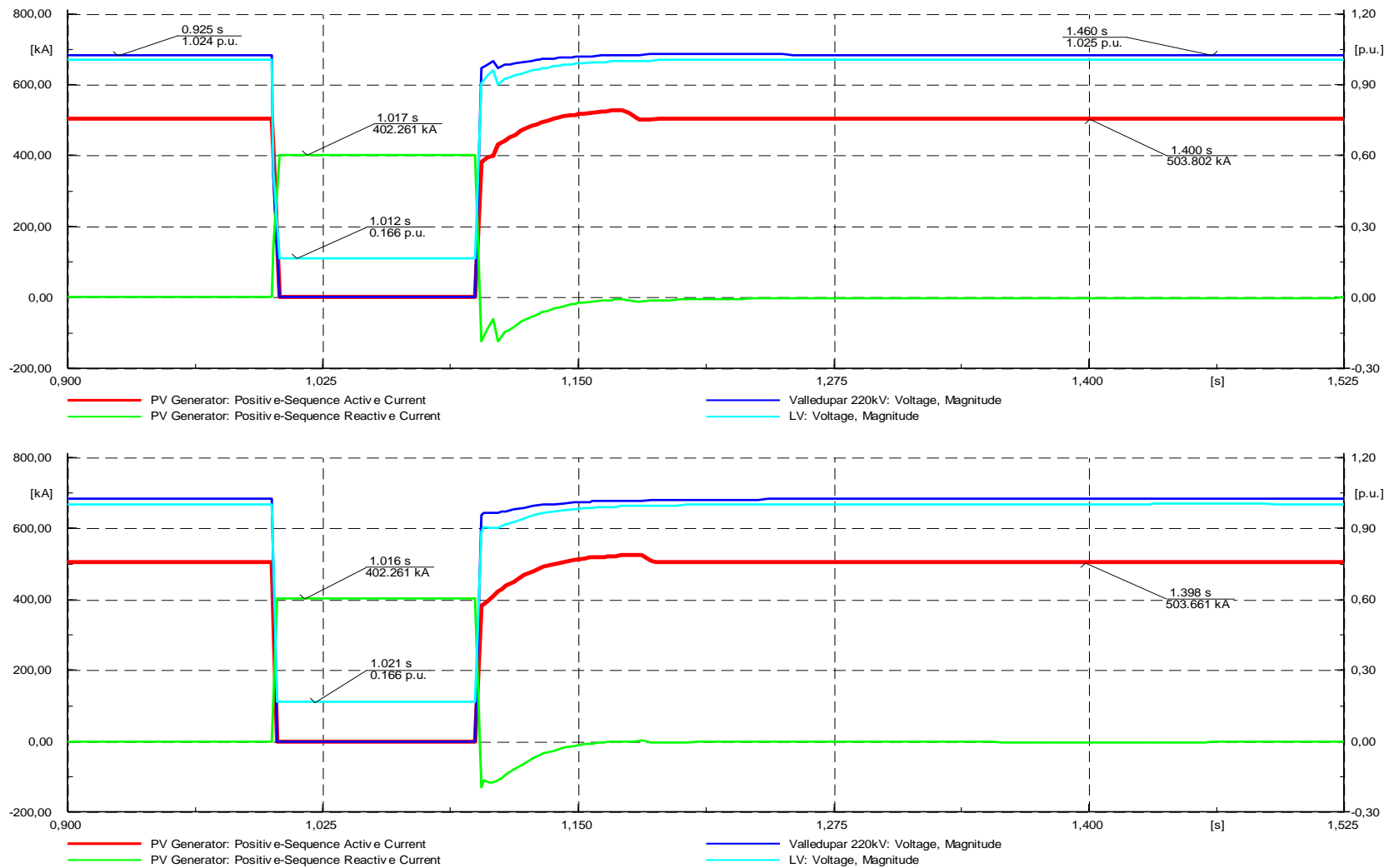


Figura 30. Comportamiento de la corriente del sistema PV – Cortocircuito monofásico en Valledupar 220 kV

De los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones (Figura 29 y Figura 30), se puede observar que la corriente del sistema PV está expresada en dos componentes: corriente activa y corriente reactiva. En condiciones normales de operación, es decir, previo a la falla trifásica en la subestación Valledupar 220 kV, la corriente activa tiene un valor de 504 kA, mientras que la corriente reactiva permanece en 0 kA. Esto se debe a que en estas condiciones, la planta fotovoltaica solo está entregando al sistema 350 MW de potencia activa.

Cuando ocurre el cortocircuito, se observa que la planta fotovoltaica deja de entregar potencia activa (la corriente correspondiente queda con un valor de 0 kA durante el evento) ya que la tensión en la terminal queda por debajo de la tensión mínima de operación mostrada en la Figura 9, con un valor de 333 Vdc.

Por otro lado, se observa que la corriente reactiva llega a un valor de 402 kA debido a que durante el evento, la planta fotovoltaica entrega potencia reactiva a la red para tratar de restablecer las condiciones a valores adecuados para la operación. Se observa que el nivel de tensión en la terminal de 0.4 kV del sistema PV durante la falla trifásica queda con un valor de 0.166 p.u., por lo que el sistema PV entrega un total de 46.3 MVar (0.13 p.u.). Posterior al despeje de la falla, se observa que las condiciones del sistema de potencia quedan con valores cercanos a la condición inicial.

Para el caso en el cual el soporte transitorio de reactiva pueda ser del 100% de la corriente nominal del inversor (dependiendo del esquema de operación seleccionado para el control del inversor), durante los eventos de cortocircuito la máxima corriente que podrá aportar el sistema PV a la falla será la corriente nominal de la planta, tal como se mostró en los resultados de la sección 3.3.

En el Anexo 1.5 se encuentran las gráficas correspondientes a las demás variables de control ante este tipo de eventos (potencia activa y reactiva de las máquinas sincrónicas, voltaje y ángulo de diferentes subestaciones del SIN, potencia activa y reactiva de líneas de transmisión, y frecuencia del sistema en diferentes regiones del SIN).

4. CONCLUSIONES

De las simulaciones presentadas para cada uno de los eventos mostrados anteriormente, se concluye que la incorporación de generación solar fotovoltaica tiene un impacto significativo en las variables de control del sistema de potencia. Al tener en cuenta este tipo de generación, la cual es una potencia eléctrica que no acumula energía cinética en masas rotativas como ocurre en la generación convencional, se observó que inercialmente el sistema ya no es tan robusto. Sin embargo, mediante la parametrización y ajuste del modelo dinámico de la planta fotovoltaica, el control de potencia activa y reactiva ayuda al sistema para la recuperación del sistema, después de una eventual perturbación en la red.

El control de potencia activa que se ajustó en el modelo de planta del sistema fotovoltaico, de la mano de la regulación primaria del sistema, permite mostrar que ante diferentes eventos en el

sistema, como por ejemplo la pérdida súbita de carga la cual provoca que la frecuencia del sistema aumente, la potencia activa se reduzca de tal forma que la frecuencia retorne lo más pronto posible a valores cercanos antes del evento, y quede dentro de la franja de operación normal del sistema.

Por otro lado, teniendo en cuenta que todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada, mediante el ajuste del control de potencia reactiva en función de una tensión objetivo en la subestación de conexión de la planta, se observó que este tipo de tecnologías puede aportar o absorber valores de potencia reactiva según las necesidades del sistema.

Por último, en los eventos simulados de cortocircuito, se observó que el sistema fotovoltaico ante este tipo de perturbación, puede llegar a aportar hasta su valor de corriente nominal, dividido entre las componentes de corriente activa y corriente reactiva, concluyendo que ante este tipo de eventos, no se espera que la inclusión de este tipo de generación afecte de manera considerable la capacidad de interrupción de las subestaciones del SIN con la cual fueron diseñadas para eventos de cortocircuito.