



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Influencia de una instalación fotovoltaica en el cálculo de la potencia de cortocircuito en los nudos de red.

Directora: M. Inmaculada Blázquez García

Autora: Ester Palomo Adelantado

Madrid, agosto 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1ª. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor Dña. Ester Palomo Adelantado

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Influencia de una instalación fotovoltaica en el cálculo de la potencia de cortocircuito en los nudos de red, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2ª. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3ª. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4ª. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5ª. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 28 de agosto de 2019

ACEPTA



Fdo: Ester Palomo Adelantado

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título “Influencia de una instalación fotovoltaica en el cálculo de la potencia de cortocircuito en los nudos de red” en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2018/2019 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Ester Palomo Adelantado Fecha: 28/ 08/ 2019

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: M. Inmaculada Blázquez García Fecha: 28/08/2019

INFLUENCIA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL CÁLCULO DE LA POTENCIA DE CORTOCIRCUITO EN LOS NUDOS DE RED

Autor: Palomo Adelantado, Ester.

Director: Blázquez, Inmaculada.

Entidad colaboradora: ICAI, Osprel.

RESUMEN DEL PROYECTO

El cambio climático es una de las preocupaciones más frecuentes de hoy en día. Cada vez más, la población es más consciente de la necesidad de un cambio. Las fuentes de energía renovables se presentan como una gran oportunidad para intentar frenar dicha preocupación. De entre todos los tipos que existen, el siguiente proyecto se centra en la energía solar fotovoltaica.

El objetivo de la energía fotovoltaica, como renovable que es, consiste en poco a poco ir sustituyendo a la energía producida por los combustibles fósiles y, de esta manera, formar parte de la contribución al mix energético.

En España la producción de electricidad a través de fuentes fotovoltaicas se considera bastante constante desde el año 2012. Aproximadamente la energía producida cada año es de 8000 GWh. A pesar de presentar una gran estabilidad, los motivos impulsores del uso de energía solar fotovoltaica han cambiado a lo largo de los últimos 10 años. Antes, los motivos que influenciaron su uso fueron los incentivos y las subvenciones públicas junto con las preocupaciones medioambientales y, actualmente, los motivos se reflejan en la competitividad tecnológica.

Para la instalación de una planta fotovoltaica los elementos principales son los paneles fotovoltaicos, a través de los cuales se capta la radiación solar para transformarla en energía eléctrica. Este tipo de fuente eléctrica renovable presenta un comportamiento especial, ya que la energía que se produce se encuentra en forma de corriente continua. Para su conexión a la red se van a necesitar inversores capaces de transformar dicha energía eléctrica continua en alterna. También es necesario incluir protecciones y medidas de control para el funcionamiento correcto de la planta.

Con este proyecto se pretende mostrar la influencia de una planta fotovoltaica en el comportamiento de la red eléctrica. No únicamente su normal funcionamiento, si no también, cuando se producen faltas en la red. Resulta interesante estudiar el impacto que

una fuente de energía renovable crea cuando se conecta a la red. Para ello, es necesario solicitar primero el acceso de conexión a la red eléctrica. Es aquí donde surge la motivación del proyecto, solventar las posibles diferencias en cuanto a la aportación de corriente y potencia de cortocircuito por parte de la planta a la red, entre la compañía que permite el acceso a la red y la empresa propietaria de la planta fotovoltaica. Con este proceder se busca evitar denegaciones de conexión a la red eléctrica.

Por ello, a lo largo del proyecto se ha realizado un estudio de la intensidad de cortocircuito máxima aportada en caso de falta, así como la potencia de cortocircuito, de manera desglosada, cuando se producen contingencias en los distintos nudos de red. De esta manera se puede saber en todo momento cuál es la máxima corriente que aporta cada inversor, así como la máxima potencia de cortocircuito que circula por la red en caso de cualquier falta en la misma.

Para la realización de todos los cálculos se ha utilizado el programa de simulación de redes eléctricas *PSSE*. El inversor utilizado en el proyecto es el modelo FS2400CH15-52840, de *Power Electronics*. En *PSSE*, el inversor fotovoltaico se simula con un generador, fijando la inyección de potencia activa y reactiva a la salida.

La topología de la red ha sido diseñada de manera aleatoria y cuenta con 16 nudos, 7 generadores, un nudo de carga y 8 transformadores. La planta fotovoltaica se representa con 6 generadores y presentan un nivel de tensión de 645 V y 2,6 MVA de potencia cada uno. Cada generador se conecta con un transformador elevador de 645 V a 20 kV. A continuación, la planta se une a la red con un transformador de 16 MVA que vuelve a elevar la tensión hasta 132 kV. En dicho nudo se encuentra una carga conectada. Finalmente, con ayuda de otro transformador la tensión se eleva hasta un nivel de 400 kV, donde se encuentra una red infinita.

En una primera parte del proyecto se ha comprobado el funcionamiento en condiciones normales. Se han estudiado diferentes casos donde la tensión en los nudos de generación PV aumentan o disminuyen con respecto a sus tensiones nominales. También se ha comprobado el aumento de las pérdidas en la red por los flujos de potencia reactiva en las líneas al aumentar las tensiones en los nudos. El aumento de demanda en la red también impacta en la red produciendo la disminución de tensiones en nudos de demanda y aumentando las pérdidas de reactiva. En cuanto al nudo *slack*, éste siempre mantiene su valor de tensión de consigna asignado. En referencia a la planta fotovoltaica, los generadores son muy sensibles al aumento o disminución de tensiones ya que sus límites de generación de potencia reactiva están fijados en valores muy pequeños. Por este motivo, frente a cambios muy bruscos de tensión en los nudos, los generadores fotovoltaicos saturan.

En una segunda parte, se presenta un estudio detallado del análisis de contingencias para la red eléctrica anterior. De entre los 4 tipos de contingencias que nos podemos encontrar en la red (falta monofásica, falta bifásica, bifásica a tierra y falta trifásica), se ha decidido estudiar la última ya que es el tipo de falta que mayores corrientes de cortocircuito proporciona.

Se han estudiado diferentes escenarios en los cuales se ha partido del caso en el que la planta solar fotovoltaica se encuentra totalmente conectada y se han ido desconectando generadores hasta finalmente tener la planta totalmente desconectada. A medida que se desconecta la planta y, por tanto, que la generación total va disminuyendo, los valores de potencia y corriente de cortocircuito aportada a cada nudo y que circula por la red disminuye también.

Se calcula la corriente máxima que circula a través de cada inversor fotovoltaico, siendo esta del valor de 1 pu en el régimen permanente. Si se analiza para el régimen transitorio, que es cuando se obtienen los mayores valores de corriente, se observa que el máximo se corresponde con 1,1 pu, tal y como muestra el catálogo del inversor utilizado. Dichos valores únicamente se alcanzan cuando la falta tiene lugar en un nudo de generación fotovoltaica. Si la falta se da en cualquier otro nudo de red la aportación individual de cada generador fotovoltaico es mucho menor.

A través de la electrónica de potencia de los inversores, se fijan los parámetros correspondientes para obtener los valores de 1 pu y 1,1 pu a la salida. En el proyecto, dichos valores se fijan con las impedancias subtransitorias, transitorias y síncronas de cada generador fotovoltaico.

Los valores máximos de las aportaciones totales de corrientes de cortocircuito cuando se da una falta en un nudo, tienen lugar en los nudos de menor nivel de tensión y potencia, en este caso, en los nudos de la planta fotovoltaica. También la máxima aportación proviene de los nudos de mayores niveles de tensión. En cuanto a la potencia de cortocircuito, la potencia es mayor en nudos con mayores niveles de tensión nominal.

La intensidad y potencia aportada en un nudo de falta depende también de la tensión del propio nudo antes de ocurrir la falta. Si la tensión de prefalta es mayor, la intensidad y potencia serán mayores. En caso contrario, menores.

Finalmente, se concluye que la aportación máxima a la red eléctrica cuando se conecta una planta solar fotovoltaica como la descrita en el proyecto, es de 15 MVA y se corresponde con el valor de potencia nominal de la misma. Se produce cuando tiene lugar una falta trifásica en un nudo fotovoltaico y dicha potencia representa únicamente un 20 % de toda la potencia aportada al nudo.

INFLUENCE OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM ON THE CALCULATION OF THE SHORT-CIRCUIT POWER AT THE GRID NODES

Climate change is one of the most frequent concerns today. Increasingly, people are becoming more aware of the need for change. Renewable energy sources present themselves as a great opportunity to try to curb this concern. Of all the existing types, the following project focuses on photovoltaic solar energy.

The objective of the photovoltaic energy, as a renewable energy, is to gradually replace the energy produced by fossil fuels and thus form part of the contribution to the energy mix.

In Spain the production of electricity through photovoltaic sources is considered fairly constant since 2012. Approximately the energy produced each year is 8000 GWh. Despite great stability, the driving forces behind the use of photovoltaic solar energy have changed over the past 10 years. Previously, the motives that influenced its use were public incentives and subsidies along with environmental concerns and, today, the motives are reflected in technological competitiveness.

For the installation of a photovoltaic plant the main elements are the photovoltaic panels, through which the solar radiation is captured to transform it into electrical energy. This type of renewable electrical source presents a special behavior, since the energy that is produced is in the form of direct current. In order to be connected to the grid, inverters capable of transforming this continuous electrical energy into alternating current are needed. It is also necessary to include protections and control measures for the correct operation of the plant.

This project aims to show the behavior of the electricity grid when a photovoltaic plant is connected. Not only its normal operation, but also when there are faults in the network. It is interesting to study the impact that a renewable energy source creates when it is connected to the grid. To do this, firstly, it is necessary to request access to the grid connection. It is here where the motivation of the project arises, to solve the possible differences for the contribution of current and power of short circuit from the plant to the network, between the company that allows the access to the network and the company that owns the photovoltaic plant. With this procedure, denials of connection to the electricity grid can be avoided.

For this reason, throughout the project a study of the maximum short-circuit intensity provided in the event of a fault, as well as the short-circuit power, in a detailed manner, when contingencies occur at the different network nodes has been carried out. In this way, the maximum current supported by each inverter can be known at any time,

as well as the maximum short-circuit power circulating through the grid in the event of any fault.

The *PSSE* power grid simulation software was used to perform all the calculations. The inverter used in the project is the model FS2400CH15-52840, from *Power Electronics*. In *PSSE*, the photovoltaic inverter is simulated with a generator, fixing the injection of active and reactive power to the output.

The topology of the network has been designed randomly and has 16 nodes, 7 generators, a load node and 8 transformers. The photovoltaic plant is represented by 6 generators with a voltage level of 645 V and 2.6 MVA of power each. Each generator is connected to a 645 V to 20 kV step-up transformer. The plant is then connected to the grid with a 16 MVA transformer that raises the voltage back up to 132 kV. A load is connected at this node. Finally, with the help of another transformer, the voltage is raised to a level of 400 kV, where there is an infinite network.

In the first part of the project the operation under normal conditions has been checked. Different cases have been studied where the voltage at the PV generation nodes increases or decreases with respect to their nominal voltages. There has also been an increase in network losses due to reactive power flows in the lines as the voltages at the nodes increase. The increase of the demand in the network also impacts on the grid producing a decrease in tensions in the demand nodes and increasing reactive losses. As for the *slack* node, it always maintains its assigned set point voltage value. In reference to the photovoltaic plant, the generators are very sensitive to the increase or decrease of tensions since their limits of reactive power generation are fixed in very small values. For this reason, in the face of very sudden changes in voltage at the nodes, photovoltaic generators become saturated.

The second part presents a detailed study of the contingency analysis for the previous electricity grid. Of the 4 types of contingencies that can be found in the network (single-phase fault, two-phase fault, two-phase ground fault and three-phase fault), it has been decided to study the latter since it is the type of fault that provides the greatest short-circuit currents.

Different scenarios have been studied in which the starting point has been the case in which the photovoltaic solar plant is totally connected and generators have been disconnected until finally having the plant totally disconnected. As the plant is disconnected and, therefore, the total generation decreases, the values of power and short-circuit current supplied to each node and circulating through the network also decreases.

The maximum current circulating through each photovoltaic inverter is calculated, being this of the value of 1 pu in the permanent regime. If it is analyzed for

the transitory regime, which is when the highest current values are obtained, it is observed that the maximum corresponds to 1.1 pu, as shown in the catalogue of the inverter used. These values are only reached when the fault occurs at a photovoltaic generation node. If the fault occurs in any other grid node, the individual contribution of each photovoltaic generator is much lower.

Through the power electronics of the inverters, the corresponding parameters are set to obtain the values of 1 pu and 1.1 pu at the output. In the project, these values are fixed with the subtransitory, transitory and synchronous impedances of each photovoltaic generator.

The maximum values of the total contributions of short-circuit currents when there is a fault in a node take place in the nodes with the lowest level of voltage and power, in this case, in the nodes of the photovoltaic plant. The maximum contribution also comes from the nodes with the highest voltage levels. As far as short-circuit power is concerned, the power is greater in nodes with higher nominal voltage levels.

The intensity and power provided in a fault node also depends on the tension of the node itself before the fault occurs. If the voltage is higher, the intensity and power will be higher. Otherwise, lower.

Finally, it is concluded that the maximum contribution to the electricity grid when connecting a photovoltaic solar plant as described in the project, is 15 MVA and corresponds to the nominal power value of it. It takes place when a three-phase fault occurs in a photovoltaic node and this power represents only 20% of all the power supplied to the node.

ÍNDICE

1.	Introducción	19
2.	Estado de la cuestión	21
2.1	Evolución energía solar fotovoltaica	21
2.2	Funcionamiento de una planta fotovoltaica	23
2.3	Conversión de la electricidad	23
2.4	Tipos de inversores	24
3.	Descripción de la red:.....	25
3.1	Planta fotovoltaica	25
3.1.1	Inversor.....	25
3.1.2	Transformador 645V/20kV.....	26
3.1.3	Transformador 20kV/132kV	27
3.1.4	Transformador 132kV/400kV	27
4.	Parámetros PSSE	29
4.1	Ensayo de vacío	30
4.2	Ensayo de cortocircuito.....	31
5.	Cálculos PSSE.....	34
5.1	Funcionamiento normal de la planta	34
5.1.1	Caso base.....	34
5.1.2	Caso 1a y 1b.....	36
5.1.3	Caso 1c y 1d	39
5.2	Estudio de contingencias.....	43
5.2.1	Descripción de parámetros de red en caso de falta.....	44
5.2.2	Impedancias de cortocircuito	48
5.2.3	Análisis de contingencias en PSSE	51
5.2.3.1.1	Caso 1	53

5.2.3.1.2	Caso 2	58
5.2.3.1.3	Resultados primer análisis.....	62
5.2.3.1.4	Resultados segundo análisis.....	64
5.2.3.1.4.1	Cálculos en nudos T	64
5.2.3.1.5	Resultados tercer análisis.....	69
5.2.3.1.5.1	Cálculo en nudo PV	70
5.2.3.1.5.2	Cálculo en nudo GRID	72
5.2.3.1.5.3	Cálculo en nudo LOAD	73
5.2.3.1.5.4	Cálculo 3 nudo INFINITE.....	75
6.	Conclusiones.....	78
7.	Bibliografía	81
8.	Anexos.....	82

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Cálculo potencia salida inductor	29
Ecuación 2: Ensayo de vacío.....	30
Ecuación 3: Ensayo de cortocircuito	31
Ecuación 4: Potencia de cortocircuito.....	44

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Flujos de inversión.....	21	
Ilustración 2: Evolución de generación renovable en España (GWh)	22	
Ilustración 3: El mercado PV crece y los motivos impulsores cambian	22	
Ilustración 4: Esquema planta fotovoltaica.....	23	
Ilustración 5: Comportamiento característico de una fuente fotovoltaica	24	
Ilustración 6: Esquema unifilar de la red.....	25	
Ilustración 7: Representación inversor	30	
Ilustración 8: Representación PSSE transformador	30	
Ilustración 9: Simulación red en PSSE	33	
Ilustración 10: Potencia reactiva generada en caso base	35	
Ilustración 11: Potencia reactiva generada en caso 1a.....	36	
Ilustración 12: Potencia reactiva generada en la planta caso 1b.....	37	
Ilustración 13: Pérdidas potencia reactiva en la red casos 1 a y b.....	38	
Ilustración 14: Potencia reactiva generada en caso 1c y PLOAD= 200 MW	39	
Ilustración 15: Potencia reactiva generada en caso 1c y PLOAD= 400 MW	40	
Ilustración 16: Pérdidas potencia reactiva en la red caso 1c	41	
Ilustración 17: Potencia reactiva generada en caso 1c y QLOAD= 25 Mvar	41	
Ilustración 18: Potencia reactiva generada en caso 1c y QLOAD= 50 Mvar	42	
Ilustración 19: Pérdidas potencia reactiva en la red caso 1d.....	43	
Ilustración 20: Esquema falta monofásica	Ilustración 21: Esquema falta bifásica	43
Ilustración 22: Esquema falta bifásica a tierra	Ilustración 23: Esquema falta trifásica	44
Ilustración 24: Ejemplo de descomposición de fasores en componentes de secuencia directa		45
Ilustración 25: Modelado de generadores para análisis de faltas en PSSE.....		46
Ilustración 26: Corriente de cortocircuito en un Generador síncrono.....		47
Ilustración 27: Representación circuito secuencia positiva y negativa transformador		48

Ilustración 28: Representación circuito secuencia cero transformador Dyn11.....	48
Ilustración 29: Valores impedancias cálculo de faltas generadores PV	48
Ilustración 30: Valores impedancias cálculo de faltas generador infinito	49
Ilustración 31: Valores impedancias cálculo de faltas transformador 132/400kV	49
Ilustración 32: Valores impedancias cálculo de faltas transformador 20/132kV	50
Ilustración 33: Valores impedancias cálculo de falta transformador 0,645/20kV	50
Ilustración 34: SEQD con reactancias síncronas caso base	51
Ilustración 35: SEQD con reactancias subtransiente caso base	51
Ilustración 36: Opciones usadas en ASCC caso base y reactancia síncrona.....	52
Ilustración 37: Opciones usadas en ASCC caso base y reactancia subtransitoria	52
Ilustración 38: Resultados Icc en cada nudo falta trifásica caso base, caso 1a y caso1b.....	53
Ilustración 39: Resultados Icc en cada nudo falta trifásica caso base, caso 1a y caso 1b.....	55
Ilustración 40: Potencia cortocircuito en PV caso base, 1a y 1b.....	57
Ilustración 41: Escenario 1 cálculo corrientes de cortocircuito	58
Ilustración 42: Escenario 2 cálculo de corrientes de cortocircuito	59
Ilustración 43: Escenario 3 cálculo de corrientes de cortocircuito	59
Ilustración 44: Escenario 4 cálculo de corrientes de cortocircuito	60
Ilustración 45: Cálculo 1 corrientes de cortocircuito	60
Ilustración 46: Cálculo 2 corrientes de cortocircuito	61
Ilustración 47: Cálculo 3 corrientes de cortocircuito	61
Ilustración 49: Cálculo 1 escenario 1.....	62
Ilustración 49: Cálculo 1 escenario 3.....	63
Ilustración 50: Cálculo 1 escenario 2.....	63
Ilustración 51: Cálculo 2 escenario 1.....	64
Ilustración 52: Scc total en nudos T escenario 1	65
Ilustración 53: Scc en nudos T escenario 2	66

Ilustración 54: Cálculo 2 escenario 2.....	66
Ilustración 55: Scc en nudos T escenario 3	67
Ilustración 56: Cálculo 2 escenario 3.....	68
Ilustración 57: Cálculo 2 escenario 4.....	68
Ilustración 58: Scc en nudos T escenario 4	69
Ilustración 59: Itotal nudo PV.....	70
Ilustración 60: Cálculo 3 en nudo PV.....	71
Ilustración 61: Itotal nudo GRID.....	72
Ilustración 62: Cálculo 3 en nudo GRID.....	73
Ilustración 63: Itotal nudo LOAD.....	74
Ilustración 64: Cálculo 3 en nudo LOAD.....	75
Ilustración 65: Itotal nudo INFINITE	75
Ilustración 66: Cálculo 3 en nudo INFINITE	76
Ilustración 67: Scc en los nudos de red.....	77

Índice de tablas

Tabla 1: Características inversor PV	26
Tabla 2: Placa de características transformador 645V/20kV	27
Tabla 3: Placa de características transformador 20kV/132kV	27
Tabla 4: Placa de características transformador 132kV/400kV	28
Tabla 5: P y Q del inversor.....	29
Tabla 6: Valores ensayo vacío transformador 645V/20kV.....	31
Tabla 7:Valores ensayo vacío transformador 20kV/132kV	31
Tabla 8: Valores ensayo vacío transformador 132kV/400kV	31
Tabla 9: Valores ensayo cortocircuito transformador 645V/20kV	32
Tabla 10: Valores ensayo cortocircuito transformador 20kV/132kV.....	32
Tabla 11: Valores ensayo cortocircuito transformador 132kV/400kV.....	32
Tabla 12: Resultados nudos PV caso base.....	34
Tabla 13: Resultados nudos PQ caso base	35
Tabla 14: Resultados nudo slack caso base.....	35
Tabla 15: Resultados nudos PQ caso 1a	36
Tabla 16: Resultados nudo slack caso 1 ^a	37
Tabla 17: Resultados nudos PQ caso 1b.....	37
Tabla 18: Resultados nudo slack caso 1b	37
Tabla 19: Resultados nudos PQ caso 1c y PLOAD= 200 MW.....	39
Tabla 20: Resultados nudo slack caso 1c y PLOAD= 200 MW	39
Tabla 21: Resultados nudos PQ caso 1c y PLOAD= 400 MW.....	40
Tabla 22: Resultados nudo slack caso 1c y PLOAD= 400 MW	40
Tabla 23: Resultados nudos PQ caso 1d y QLOAD= 25 Mvar	42
Tabla 24: Resultados nudo slack caso 1d y QLOAD= 25 Mvar	42
Tabla 25: Resultados nudos PQ caso 1d y QLOAD= 50 Mvar	42

Tabla 26: Resultados nudo slack caso 1d y QLOAD= 50 Mvar	42
Tabla 27: Potencia de cortocircuito falta trifásica en cada nudo con impedancia síncrona.....	54
Tabla 28: Potencia de cortocircuito falta trifásica en cada nudo con impedancia subtransitoria	56
Tabla 29: Itotal en nudos T escenario 1	65
Tabla 30: Itotal en nudos T escenario 2	66
Tabla 31: Itotal en nudos T escenario 3	67
Tabla 32: Itotal en nudos T escenario 4	69

1. Introducción

El proyecto consiste en el estudio y el cálculo del aporte de la potencia de cortocircuito a la red cuando se conecta a ella una planta fotovoltaica.

Para realizar dicho estudio es preciso conocer el funcionamiento de una planta fotovoltaica, así como su conexión a red. También se han estudiado diferentes modelos de inversores para finalmente, mediante la simulación en PSSE Xplore 34, realizar el cálculo de la potencia que se aporta cuando existe una falta trifásica en diferentes puntos de la red, con un único modelo de inversor elegido.

Los estudios sobre cortocircuitos son muy importantes a la hora de seleccionar y diseñar los equipos del sistema, así como los dispositivos de protección del mismo.

La generación conectada al inversor normalmente se modela como una carga negativa o como un generador. En PSSE la configuración de la planta fotovoltaica junto con el inversor se modelan con un generador. La generación conectada a un inversor se comporta como una fuente de corriente controlable. Las contribuciones de las corrientes de falta de los inversores vienen limitadas por el propio inversor y por su estrategia de control.

Con este proyecto se pretende mostrar la influencia de una planta fotovoltaica en el comportamiento de la red eléctrica. No únicamente su normal funcionamiento, si no también, cuando se producen faltas en la red. Resulta interesante estudiar el impacto que una fuente de energía renovable crea cuando se conecta a la red. Para ello, es necesario solicitar primero el acceso de conexión a la red eléctrica. Es aquí donde surge la motivación del proyecto, solventar las posibles diferencias en cuanto a la aportación de corriente y potencia de cortocircuito por parte de la planta a la red, entre la compañía que permite el acceso a la red y la empresa propietaria de la planta fotovoltaica. Con este proceder se busca evitar denegaciones de conexión a la red eléctrica.

La topología de la red consiste en un modelo aleatorio que contiene una planta fotovoltaica y que se determinará durante la realización del proyecto.

1.1 Desarrollo del proyecto

El proyecto se estructura en 5 partes principales. En primer lugar se presenta el estado de la cuestión, donde se muestra una breve descripción del estado actual de la energía fotovoltaica y la influencia en el mercado eléctrico. A continuación, se describe la red eléctrica diseñada en PSSE junto con los elementos eléctricos utilizados. En tercer lugar, para mostrar el funcionamiento normal de la planta, se ha decidido realizar un análisis de cinco casos diferentes en el cual se han variado algunos parámetros de la red.

Posteriormente, comienza el análisis de contingencias de la red. Primeramente, se quiere demostrar si la corriente de cortocircuito que aporta el inversor de la planta fotovoltaica supera su corriente nominal, y, en segundo lugar, se estudia la influencia en cuanto a potencia de cortocircuito de la planta solar en la red eléctrica. Para ello, se analizan diferentes casos con diferentes escenarios cada uno. Los resultados se plasman en diferentes gráficas con el objetivo de presentar todas las conclusiones a las que se han llegado en el último apartado del proyecto.

2. Estado de la cuestión

2.1 Evolución energía solar fotovoltaica

Es cada vez más frecuente el uso de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en el mundo. El objetivo principal que se persigue es la reducción de las emisiones de dióxido de carbono así como el ahorro económico. Estimaciones procedentes de UNEF reflejan que en el 2040 las mayores inversiones irán destinadas para la producción de energía con fuentes eólicas y fotovoltaicas [1].

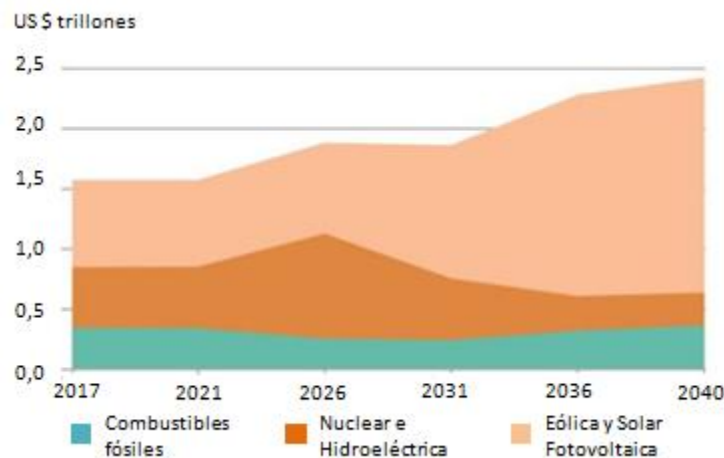


Ilustración 1: Flujos de inversión

Europa ocupa el segundo puesto con mayor potencia fotovoltaica instalada, después de China, siendo Alemania el país líder europeo y España el quinto.

En España la producción de electricidad mediante fuentes fotovoltaicas se considera constante desde 2012. Esta cifra resulta en un valor aproximadamente de 8000 GWh cada año, lo que refleja la estabilidad de la energía solar fotovoltaica en torno a un 3 % de contribución al mix energético desde el año 2012 hasta hoy.

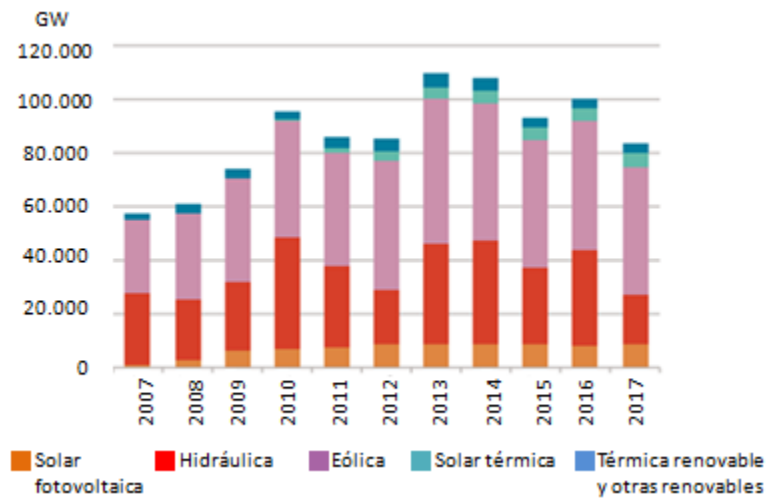


Ilustración 2: Evolución de generación renovable en España (GWh)

Fue en el año 2014 cuando se produjo un cambio en los motivos de expansión del mercado fotovoltaico. Primeramente, los impulsores históricos fueron los incentivos y las subvenciones públicas junto con las preocupaciones medioambientales; por otro lado, actualmente el principal impulsor es la competitividad de la tecnología (la demanda eléctrica creciente en economías emergentes, la combinación energética equilibrada, reserva de los combustibles fósiles para la exportación, la independencia energética, acceso a la electricidad, paridad de red y la viabilidad económica). Éste no puede ser el idealismo "verde" ni las subvenciones, si no, la motivación para el mejor funcionamiento del sistema en relación al coste, flexibilidad y la contaminación [2].

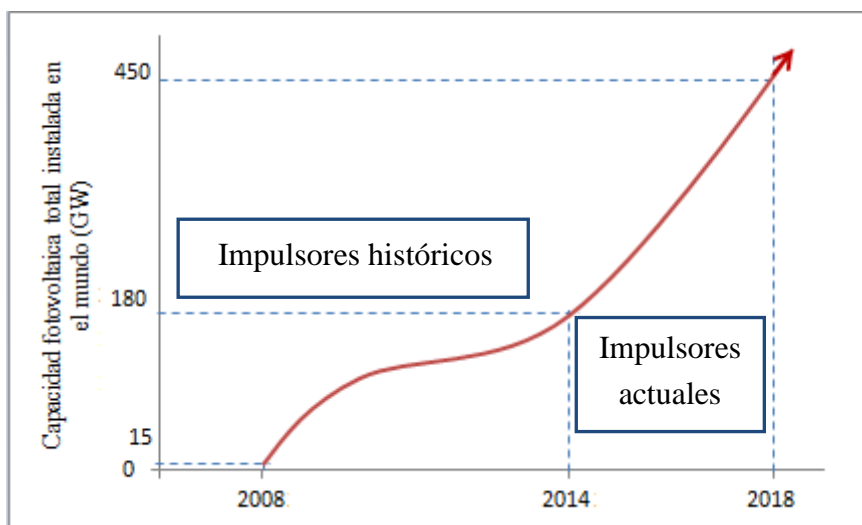


Ilustración 3: El mercado PV crece y los motivos impulsores cambian

2.2 Funcionamiento de una planta fotovoltaica

Un sistema solar fotovoltaico se compone por un generador fotovoltaico, inversores, protecciones y por el conexionado a red. A través de las células PV que contiene el generador fotovoltaico se capta la radiación solar y se transforma en energía eléctrica.

Dicha energía se produce en corriente continua, por lo que será necesario el uso de inversores DC/AC para transformarla en corriente alterna, para su posterior conexionado a la red eléctrica. [3]

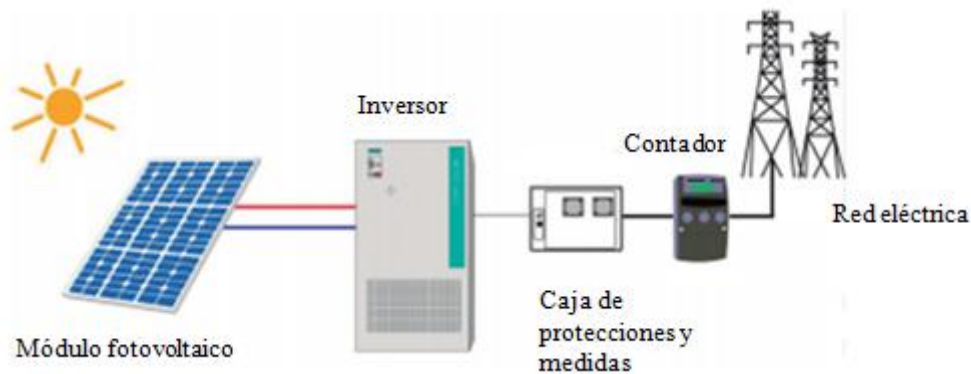


Ilustración 4: Esquema planta fotovoltaica

2.3 Conversión de la electricidad

La conversión de la electricidad PV constituye un suministro eficiente y controlado de energía eléctrica desde los módulos PV a la carga del sistema. La radiación solar es captada por una célula PV que genera corriente eléctrica dentro del sistema. Dicha célula PV consiste en una fuente de intensidad. Por su naturaleza, el generador PV entrega su máxima potencia de salida cuando trabaja a tensión 1 pu (ver *ilustración 5*). También influyen en la potencia de salida las condiciones ambientales (temperatura células PV, intensidad de la radiación,..). Cuanto menos temperatura de la célula o más intensa es la radiación, mayor es la potencia que se genera a la salida.

El comportamiento del inversor PV viene determinado por el control en su electrónica de potencia. En concreto en una característica denominada seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), con la que el convertidor controla la potencia a la salida. Variando la tensión consigue que dicha potencia cambie también.

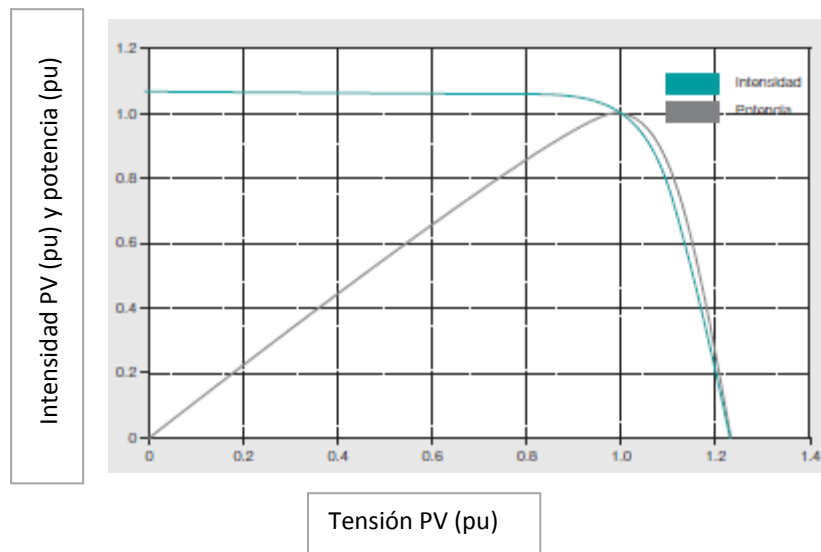


Ilustración 5: Comportamiento característico de una fuente fotovoltaica

Se encuentran diferentes modelos de inversores. Las células se unen en serie para formar un módulo o panel PV (de 2 a 96 células). De esta manera se facilita el proceso de la electricidad al tener tensiones más elevadas. Estos paneles presentan entre 5-350W, los cuales también se van conectando en serie para formar cadenas fotovoltaicas.

Las normas de seguridad limitan la tensión máxima de la cadena PV respecto a tierra a 1000V/1500V en la Unión Europea, lo que a su vez define la potencia máxima de la cadena. Una cadena de 1000 V proporciona una potencia nominal de 5kW de CC, por este motivo los inversores PV comerciales para cadenas múltiples presentan valores múltiples de 5 kW.

2.4 Tipos de inversores

- Micro inversores (1-4 módulos PV). Se utiliza un inversor para cada panel solar..
- Inversores de cadena: inversores mono a trifásicos que interconectan de 1-20 cadenas PV. Dichos paneles se conectan en serie al inversor eléctrico. Es el inversor más común.
- Inversores centrales trifásicos: con valores nominales mayores a 100 kVA

3. Descripción de la red:

A continuación se presenta la descripción de la red utilizada en el proyecto. Es el resultado obtenido tras diferentes pruebas y ensayos utilizando distintos valores nominales para los elementos eléctricos empleados, es decir, los transformadores, líneas, cargas, generadores e inversores.

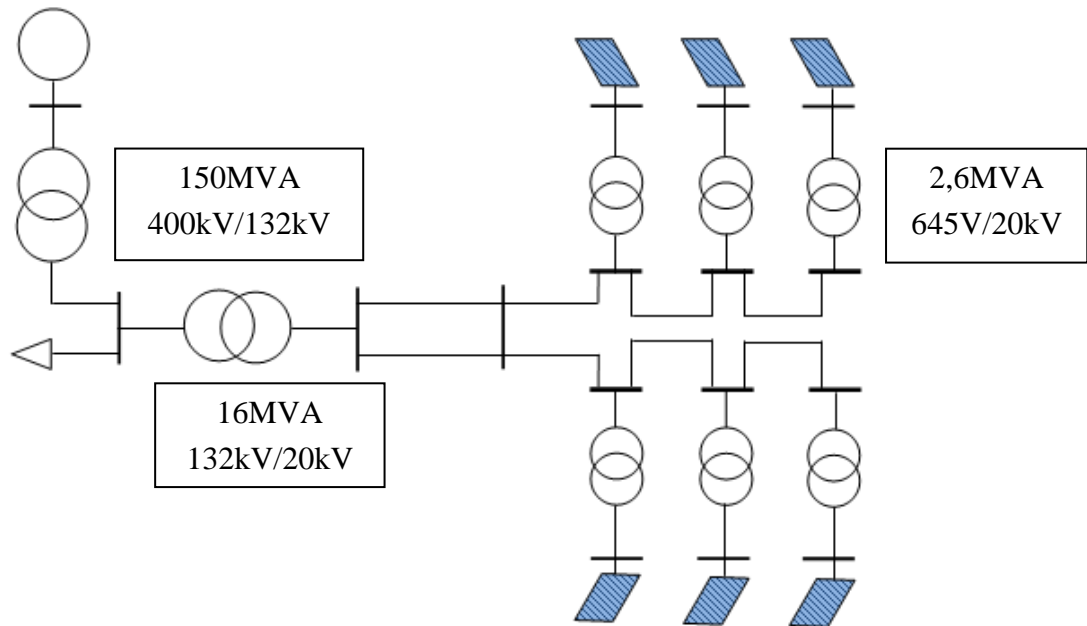


Ilustración 6: Esquema unifilar de la red

El proyecto se basa en una red sencilla de 16 nudos, 7 generadores, un nudo de carga y 8 transformadores. La planta fotovoltaica se representa con 6 generadores; y, cada uno con un transformador elevador de 645V a 20 kV. A continuación, la planta se une a la red con un transformador de 16 MVA que vuelve a elevar la tensión hasta 132 kV. En dicho nudo se encuentra una carga conectada. Finalmente, con ayuda de otro transformador la tensión se eleva hasta un nivel de 400 kV, donde se encuentra una red infinita.

3.1 Planta fotovoltaica

3.1.1 Inversor

El inversor utilizado en el proyecto es el modelo FS2400CH15, de Power Electronics [4]. Sus características técnicas son las siguientes:

Inversor para potencia de hasta 2584 kVA	
Nº módulos	6
Serie	Freesun HEC V1500
Modelo	FS2400CH15-52840
Eficiencia Máxima P_{AC} , nom (η)	98,7%
Grado de protección	IP54
Frecuencia de operación	50Hz/60Hz
Características a la entrada	
Rango de tensión MPPT(Vdc)	913V-1310V
Tensión máxima Vdc	1500V
Máxima intensidad corriente continua (A)	3210A
Máxima intensidad de cortocircuito (A)	4650A
Características a la salida	
Potencia nominal AC	2584 kVA
Tensión	645 Vac
Inominal (A)	2328A
Imáxima (A)	2570A

Tabla 1: Características inversor PV

3.1.2 Transformador 645V/20kV

Cada inversor se conecta con un transformador capaz de elevar la tensión de la salida hasta 20kV. También, de Power Electronics, y presenta las siguientes características [4]:

Transformador de aceite de 2600 kVA	
Modelo	TR2600-20000/1x645 – 52840
Lado Baja Tensión	645 Vac
Lado Alta Tensión	20 kV
Potencia	2600 kVA

Transformador de aceite de 2600 kVA	
Tipo de transformador	ONAN oil (outdoor)
Conexión	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	10%
Potencia de cortocircuito	26500W
Intensidad en vacío	0,9%
Potencia en vacío	3800W

Tabla 2: Placa de características transformador 645V/20kV

3.1.3 Transformador 20kV/132kV

A continuación, la planta fotovoltaica se conecta a la red. Para ello se utiliza un transformador con una potencia de 16 MVA [5].

Transformador de 16 MVA	
Lado Baja Tensión	20 kV
Lado Alta Tensión	132 kV
Potencia	16 MVA
Conexión	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	25%
Potencia de cortocircuito	50 kW
Intensidad en vacío	0,9 %
Potencia en vacío	25 W

Tabla 3: Placa de características transformador 20kV/132kV

3.1.4 Transformador 132kV/400kV

Finalmente, la planta se conecta a una red infinita, a través del nudo slack o swing [6].

Transformador 132 kV/ 400 kV	
Lado Baja tensión	132 kV
Lado Alta tensión	400kV
Potencia	150 MVA
Conexión	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	10%
Potencia de cortocircuito	224kW
Intensidad en vacío	0,5%
Potencia en vacío	100 kW

Tabla 4: Placa de características transformador 132kV/400kV

4. Parámetros PSSE

Para el análisis y el estudio de la red descrita anteriormente, se utiliza el programa de simulación PSSE.

Al iniciar el programa se introducen los valores de las bases del sistema y de la frecuencia, siendo éstos, 100 MVA y 50Hz, respectivamente.

En PSSE, el modelado del inversor se representa con un generador, fijando la inyección de potencia activa y reactiva a la salida. La salida siempre es alterna, independientemente de si representa un generador fotovoltaico que produce en continua. Para ello es necesario conocer los valores nominales y máximos de potencia a la salida del inversor. Teniendo en cuenta que la potencia reactiva es muy pequeña, se establece un $\cos \phi$ de 0,98 [7].

$$P = S \cdot \cos \phi$$

$$Q = S \cdot \sin \phi$$

Ecuación 1: Cálculo potencia salida inversor

Sustituyendo:

$$P_{GEN} = 2,584 \cdot 0,98 = 2,5 \text{ MW}$$

$$Q_{GEN} = 2,584 \cdot 0,2 = 0,52 \text{ Mvar}$$

La potencia máxima se calcula teniendo en cuenta $SMÁX = 2860 \text{ KVA}$

P_{GEN}	Q_{GEN}	$P_{MÁX}$	$P_{MÍN}$	$Q_{MÁX}$	$Q_{MÍN}$
2,5 MW	0,52 Mvar	2,80 MW	0 MW	0,90 Mvar	-0,90 Mvar

Tabla 5: P y Q del inversor

Como los convertidores son fuentes de corriente a la frecuencia fundamental es práctico que los valores de impedancia del generador tomen valores muy elevados para así evitar problemas de estabilidad numérica. En este proyecto únicamente se utiliza PSS/E estático, por lo tanto, dichos problemas no deberían existir. En este caso, se usan valores más bajos:

$R = 0,05 \text{ pu}$ $X = 0,025 \text{ pu}$

Machine Data		
Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
2,5500	3,0200	0,0000
Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
-0,1615	0,9000	-0,9000
Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)
2,60	0,050000	0,025000

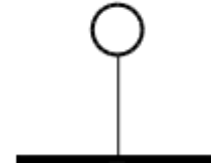


Ilustración 7: Representación inversor

Los transformadores que vienen a continuación presentan la misma conexión los tres, Dyn11. Es importante que uno de los dos arrollamientos esté en triángulo para no dejar pasar la corriente homopolar (*Teorema Fortesquieu*). De esta manera se filtran los armónicos triples y limita la corriente de cortocircuito. La corriente homopolar se queda circulando por el triángulo y no pasa al otro lado [8].

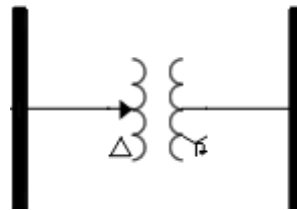


Ilustración 8: Representación PSSE transformador

Para los ensayos de cortocircuito y de vacío de los transformadores se necesitan los siguientes cálculos [5]:

4.1 Ensayo de vacío

$$Z_m = \frac{U_0}{i_0}$$

$$r_{ms} = \frac{p_0}{i_0^2}$$

$$x_{ms} = \sqrt{Z_m^2 - r_{ms}^2}$$

Ecuación 2: Ensayo de vacío

Transformador 645V/20kV, 2,6 MVA			
Io	0,9 %	Zm	111,11 pu
Uo	1 pu	rms	18,52 pu
Po	0,15 %	Xms	109,56 pu

Tabla 6: Valores ensayo vacío transformador 645V/20kV

Transformador 20 kV/132kV, 16 MVA			
Io	0,9 %	Zm	111,11 pu
Uo	1 pu	rms	19,75 pu
Po	0,16 %	Xms	109,34 pu

Tabla 7: Valores ensayo vacío transformador 20kV/132kV

Transformador 132kV/400kV, 150 MVA			
Io	0,5 %	Zm	200 pu
Uo	1 pu	rms	40 pu
Po	0,1 %	Xms	195,96 pu

Tabla 8: Valores ensayo vacío transformador 132kV/400kV

En todos los transformadores, al ser muy elevado el valor de la impedancia de magnetización, se desprecia.

4.2 Ensayo de cortocircuito

$$Z_{cc} = \frac{U_{cc}}{i_{cc}}$$

$$r_{cc} = \frac{P_{cc}}{i_{cc}^2}$$

$$x_{cc} = \sqrt{Z_{cc}^2 - r_{cc}^2}$$

Ecuación 3: Ensayo de cortocircuito

Transformador 645V/20kV, 2,6 MVA			
U _{cc}	10 %	Z _{cc}	0,1 pu
I _{cc}	1 pu	r _{cc}	0,0015 pu
P _{cc}	0,15 %	X _{cc}	0,1 pu

Tabla 9: Valores ensayo cortocircuito transformador 645V/20kV

Transformador 20 kV/132kV, 16 MVA			
U _{cc}	25 %	Z _{cc}	0,25 pu
I _{cc}	1 pu	r _{cc}	0,0031 pu
P _{cc}	0,31 %	X _{cc}	0,25 pu

Tabla 10: Valores ensayo cortocircuito transformador 20kV/132kV

Transformador 132kV/400kV, 150 MVA			
U _{cc}	10%	Z _{cc}	0,1 pu
I _{cc}	1 pu	r _{cc}	0,0015 pu
P _{cc}	0,15 %	X _{cc}	0,1 pu

Tabla 11: Valores ensayo cortocircuito transformador 132kV/400kV

En los tres casos se desprecia la parte de continua de la impedancia de cortocircuito, es decir, la resistencia. Como $Z_{cc} = Z_1 + Z_2$; cada arrollamiento del transformador tiene una impedancia $Z_1 = Z_2 = Z_{cc}/2$.

De entre los 16 nudos que tiene la red, 6 son nudos de generación PV (CODE=2). Éstos son los nudos que conectan los generadores que representan los inversores con el transformador. En dichos nudos se fija la potencia activa generada y la tensión de cada nudo [6]. Los nudos de demanda PQ (CODE=1) son 9. Los que conectan los transformadores de 645V/20 kV con el transformador de 20kV/132 kV y el nudo que tiene conectado la carga, que se añade en la pestaña Load. En dichos nudos se fija la potencia activa y reactiva. El nudo restante que conecta el transformador de mayor potencia con la red infinita se corresponde con el nudo swing o slack (CODE=3). En este nudo se fija la tensión de consigna deseada y el ángulo de referencia $\theta = 0$. Este nudo al terminar el flujo de cargas generará la potencia que falte para cubrir la demanda más las pérdidas de la red [6].

Todas las líneas de la red presentan una impedancia $Z_L = 0,005 + j0,015$ pu.

El resultado de la red diseñada en PSSE queda de la siguiente manera:

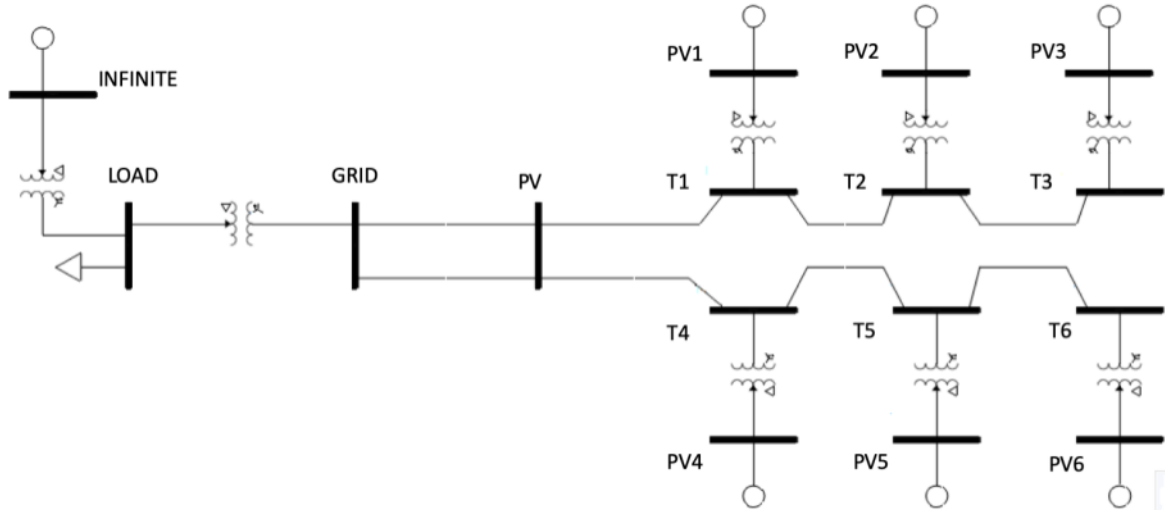


Ilustración 9: Simulación red en PSSE

5. Cálculos PSSE

El estudio de la seguridad en las redes eléctricas es muy importante para asegurar una respuesta eficaz y rápida frente a cualquier anomalía que pueda ocurrir en el sistema. Por ello es importante la realización de un profundo análisis de la explotación de la red, tanto en situación de red sana como en situación de alerta o de una emergencia.

5.1 Funcionamiento normal de la planta

A continuación, se muestran 5 estudios sencillos de la red, para un funcionamiento normal de la planta.

5.1.1 Caso base

En el caso base, las tensiones de los nudos de generación PV se fijan a 1 pu. Se fijan también los límites de potencia reactiva de los generadores $Q_{MÁX} = 0,90$ Mvar y $Q_{MÍN} = -0,90$ Mvar y la potencia generada de cada uno de ellos, $P_{GEN} = 2,55$ MW. El nudo infinito (slack) tiene una tensión fija, $V_{shed} = 1,02$ pu. La carga de demanda se fija en $P_{LOAD} = 50$ MW y $Q_{LOAD} = 15$ Mvar.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

NUDOS PV	PV1	PV2	PV3	PV4	PV5	PV6
Perfil de tensiones(pu)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Reactivas grupos (Mvar)	0,193	0,114	-0,01	0,096	-0,106	-0,200
Pérdidas	P=0 MW			Q=3,2 Mvar		

Tabla 12: Resultados nudos PV caso base

La potencia reactiva generada por la planta fotovoltaica se muestra en la siguiente gráfica:

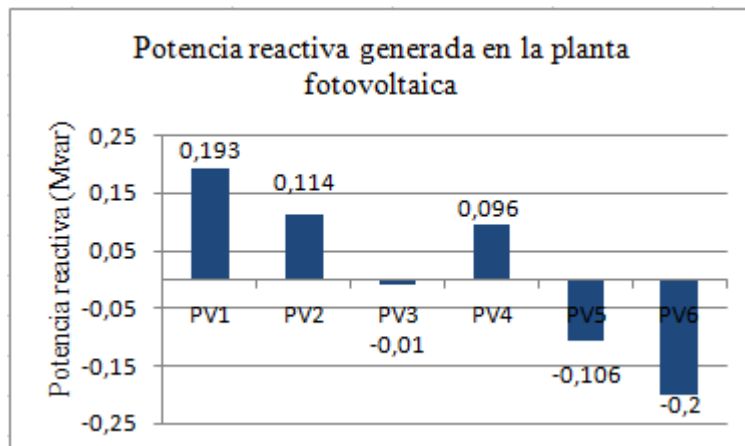


Ilustración 10: Potencia reactiva generada en caso base

Los valores de tensión de los nudos PQ se presentan en la siguiente tabla:

NUDOS PQ	T1	T2	T3	T4	T5	T6	PV	GRID	LOAD
Perfil de tensiones (pu)	0,999	0,999	1,000	0,999	1,000	1,000	0,999	0,999	1,003

Tabla 13: Resultados nudos PQ caso base

Los valores del nudo slack son:

Nudo Slack	INFINITE
Perfil de tensiones (pu)	1,020
PGEN (MW)	34,865
QGEN (Mvar)	18,194

Tabla 14: Resultados nudo slack caso base

Los nudos PV y el *slack* generan la tensión que se les ha asignado previamente. Por otro lado, los nudos PQ varían su tensión, pero ésta siempre está en torno a 1 pu. Por tanto, en todos los nudos se cumplen los límites de tensión que se han fijado a - 0,95 pu y 1,1 pu. En cuanto a las potencias reactivas que generan los grupos que forman la planta fotovoltaica, se comprueba que todos se encuentran dentro de los límites de generación de reactiva (ver *ilustración 10*). El generador en el nudo PV1 es el que más reactiva genera, en torno a 0,2 Mvar y en el nudo PV6 se encuentra el generador que mayor reactiva consume, aproximadamente 0,2 Mvar. Todos los generadores se encuentran generando la potencia activa fijada 2,5 MW. Se comprueba que la suma de la potencia activa generada por todos los paneles fotovoltaicos es de 2,5 MW x 6 = 15 MW y si le sumamos la potencia activa también generada por el nudo

swing (PGEN = 34,865 MW) obtenemos una potencia activa total de 50 MW, así como se ha fijado en el nudo de demanda load, PLOAD = 50 MW. Lo mismo ocurre con la potencia reactiva. La que genera el nudo swing más la de la planta fotovoltaica resulta en 18,281 Mvar, le restamos las pérdidas y finalmente se obtiene 15 Mvar, que es la demanda fijada en el nudo load.

5.1.2 Caso 1a y 1b

Para el *caso 1a*, se aumenta la tensión del nudo PV3 a 1,01 pu manteniendo el resto de parámetros como en el *caso base*.

Para el *caso 1b*, se disminuye la tensión del nudo PV4 a 0,99 pu manteniendo el resto de parámetros como en el *caso base*.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el *caso 1a*:

En primer lugar se muestra la potencia reactiva generada por los generadores fotovoltaicos, *ilustración 11*:

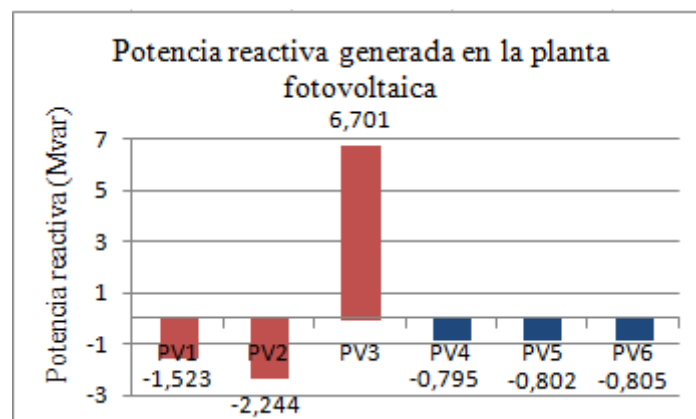


Ilustración 11: Potencia reactiva generada en caso 1a

La tensión de los nudos PQ es:

NUDOS PQ	T1	T2	T3	T4	T5	T6	PV	GRID	LOAD
Perfil de tensiones (pu)	1,002	1,002	1,003	1,000	1,000	1,000	1,001	1,001	1,003

Tabla 15: Resultados nudos PQ caso 1a

Los resultados obtenidos para el nudo *slack* en el *caso a* son:

Nudo Slack	INFINITE
Perfil de tensiones(pu)	1,02
PGEN (MW)	34,865
QGEN (Mvar)	17,801

Tabla 16: Resultados nudo slack caso 1ª

A continuación se muestran los resultados obtenidos en el caso 1b. En primer lugar, los valores de potencia reactiva generada por la planta, *ilustración 12*:

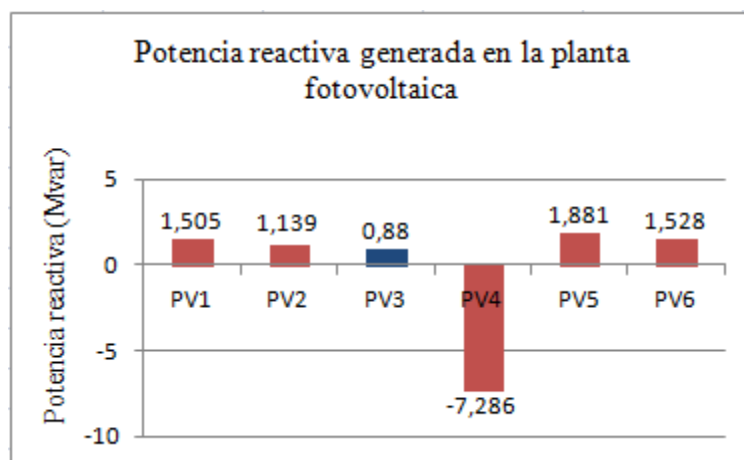


Ilustración 12: Potencia reactiva generada en la planta caso 1b

Los valores de tensión para los nudos PQ y para el nudo *slack* en el caso b son:

NUDOS PQ	T1	T2	T3	T4	T5	T6	PV	GRID	LOAD
Perfil de tensiones (pu)	0,998	0,999	0,999	0,997	0,999	0,998	0,998	0,997	1,002

Tabla 17: Resultados nudos PQ caso 1b

Nudo Slack	INFINITE
Perfil de tensiones (pu)	1,02
PGEN (MW)	34,867
QGEN (Mvar)	18,725

Tabla 18: Resultados nudo slack caso 1b

Observando los resultados obtenidos, se observa que ante la variación tanto de subida como de bajada de las tensiones de consigna de los nudos generadores el sistema responde con una variación del mismo tipo en las tensiones de los nudos de

demanda. En el *caso 1a*, donde la variación de tensión del nudo PV3 aumenta, el sistema responde con un aumento de la tensión en los nudos de demanda. Por lo contrario, en el *caso b*, donde la variación de la tensión en el nudo PV4 disminuye, el sistema responde con una disminución de las tensiones de demanda. En todos los casos se mantiene constante la tensión del nudo *infinite* debido que este nudo tiene una tensión asignada por ser el *slack* y, por tanto, es el nudo que compensará la variación de tensión con un ajuste de su potencia reactiva.

Se observa también en el *caso 1a*, que el grupo que aumenta su tensión, aumenta también su potencia reactiva generada a 6,701 Mvar para poder alcanzar la nueva tensión asignada y disminuye la potencia generada por el resto de grupos generadores. Ocurre lo contrario en el *caso 1b*, al disminuir la tensión, el grupo disminuye la generación de reactiva y aumenta la del resto de grupos generadores. Esta variación de potencia reactiva provoca una recirculación de potencia reactiva, que se ve reflejada en un aumento en las pérdidas por las líneas.

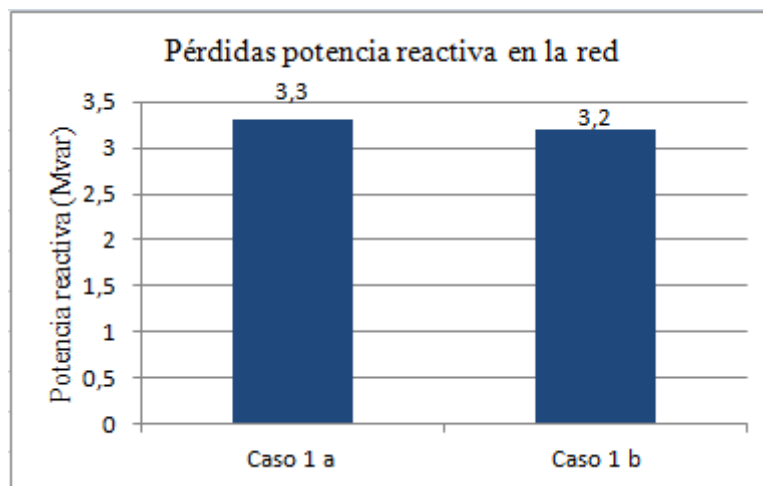


Ilustración 13: Pérdidas potencia reactiva en la red casos 1 a y b

En ambos casos, los generadores que han cambiado su tensión, saturan en cuanto a la reactiva y no son capaces de generar la necesaria para alcanzar dicha tensión (ver *ilustración 11 y 12*). El flujo de cargas, para alcanzar dichas tensiones se resuelve ignorando los límites de reactiva. Esto ocurre debido a la baja capacidad del inversor de generar reactiva. Por tanto, debido a que a frente a cualquier cambio de tensión se produce un cambio brusco de reactiva, es necesario el uso de elementos de compensación. Esto son de especial importancia durante la noche, cuando, al no ver tanta demanda por parte de los consumos, la tensión se eleva y los grupos generadores varían su reactiva.

5.1.3 Caso 1c y 1d

A continuación se estudia la influencia de aumentar y de disminuir la demanda en el nudo de demanda *load*.

Para el *caso 1c*, se analiza el cambio de potencia activa de $P_{LOAD} = 200$ MW a $P_{LOAD} = 400$ MW. El resto de parámetros se mantienen como en el *caso base*.

Para el *caso 1d*, se analiza el cambio de potencia reactiva de $Q_{LOAD} = 25$ Mvar a $Q_{LOAD} = 50$ Mvar. El resto de parámetros se mantienen como en el *caso base*.

Los resultados para el *caso 1c* de la potencia reactiva generada son:

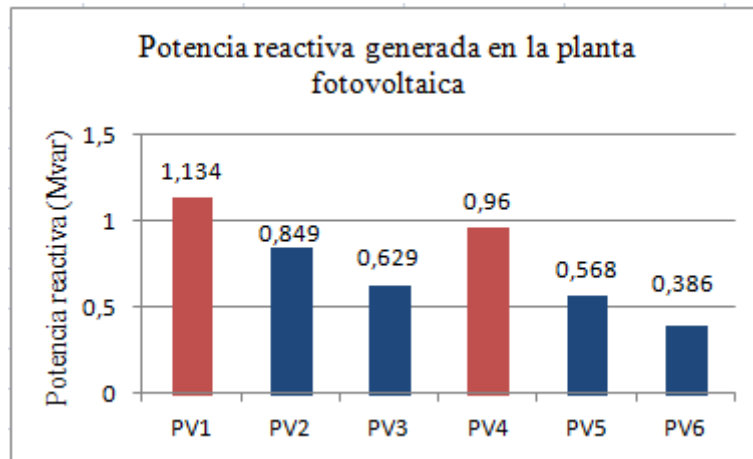


Ilustración 14: Potencia reactiva generada en caso 1c y $P_{LOAD} = 200$ MW

En la siguiente tabla se pueden ver los diferentes valores de tensión para los nudos PQ cuando la potencia activa es de 200 MW:

NUDOS PQ	T1	T2	T3	T4	T5	T6	PV	GRID	LOAD
Perfil de tensiones (pu)	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1,000	0,998	0,998	0,990

Tabla 19: Resultados nudos PQ caso 1c y $P_{LOAD} = 200$ MW

Los valores de tensión y de potencia del nudo *slack* son los siguientes:

Nudo Slack	INFINITE
Perfil de tensiones (pu)	1,02
P_{GEN} (MW)	184,865
Q_{GEN} (Mvar)	47,296

Tabla 20: Resultados nudo slack caso 1c y $P_{LOAD} = 200$ MW

A continuación se presentan los resultados para el caso en el que la potencia activa ha aumentado hasta 400 MW. Primeramente se muestran los valores de potencia reactiva generada (*ilustración 15*) y, seguidamente los valores de tensión para los nudos PQ (*tabla 21*), junto con los resultados obtenidos para el nudo *slack* del sistema (*tabla 22*):

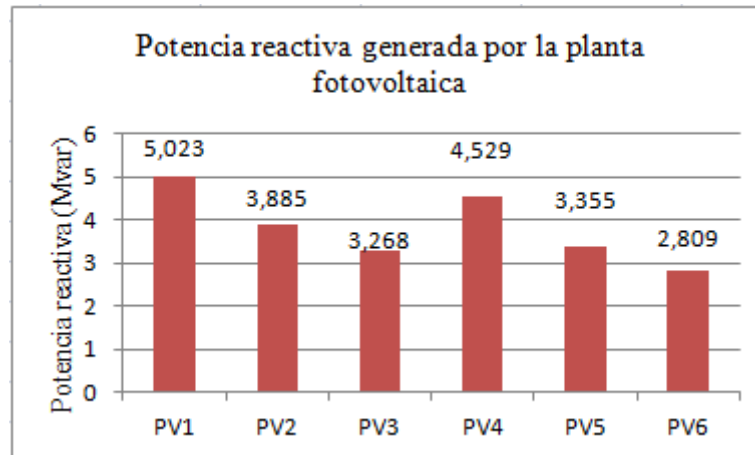


Ilustración 15: Potencia reactiva generada en caso 1c y $P_{LOAD}= 400$ MW

NUDOS PQ	T1	T2	T3	T4	T5	T6	PV	GRID	LOAD
Perfil de tensiones (pu)	0,928	0,929	0,929	0,929	0,929	0,929	0,928	0,927	0,917

Tabla 21: Resultados nudos PQ caso 1c y $P_{LOAD}= 400$ MW

Nudo Slack	INFINITE
Perfil de tensiones (pu)	1,02
P_{GEN} (MW)	384,866
Q_{GEN} (Mvar)	187,89

Tabla 22: Resultados nudo slack caso 1c y $P_{LOAD}= 400$ MW

En el *caso 1c* disminuyen las tensiones en los nudos de demanda al aumentar la potencia activa. Además, el nudo swing es capaz de recuperar su caída de tensión con un aumento de potencia reactiva, permaneciendo su tensión final igual a la inicial 1,02 pu.

En ambos casos se observan diferencias. Como se ha comentado anteriormente, la tensión de los nudos disminuye. Cada vez que la demanda de activa es mayor la disminución es mayor. En el caso de demanda 400 MW se alcanzan niveles máximos de tensión de 0,93 pu, a excepción del nudo *slack* que cumple con el valor

tensión de referencia. Todos los generadores de la planta fotovoltaica saturan y no son capaces de generar la reactiva necesaria para mantener su tensión de consigna a 1 pu, como estaba fijada en un principio (ver *ilustraciones 11 y 12*). Estos valores de reactiva se han calculado sin tener en cuenta los límites y son los necesarios para que los generadores fotovoltaicos puedan mantener su tensión a tensión nominal. También, el nudo *slack* aumenta el aporte de reactiva.

Por otra parte, al aumentar el consumo en un nudo de demanda, el flujo que circula por las líneas aumenta, aumentando también las pérdidas.

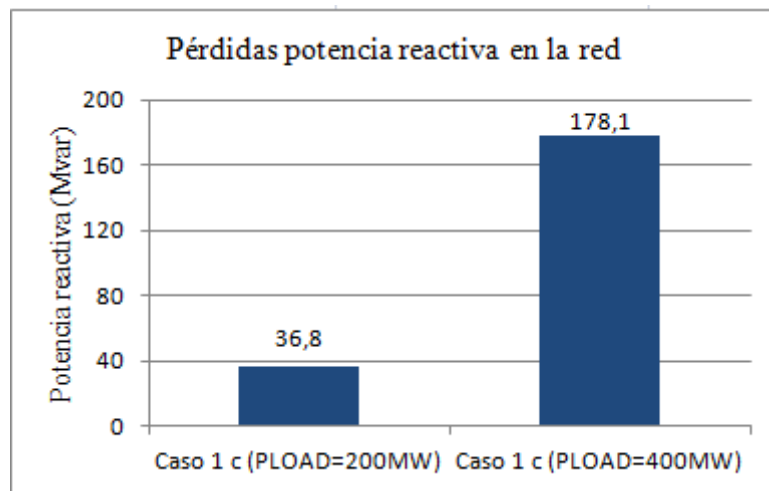


Ilustración 16: Pérdidas potencia reactiva en la red caso 1c

Finalmente se presenta el *caso 1d*, apareciendo en primer lugar los valores de potencia reactiva generada por la planta (*ilustración 17*), los valores de tensiones para los nudos PQ del sistema (*tabla 23*) y los resultados obtenidos para el nudo *slack* (*tabla 24*) del caso en que la potencia reactiva es de 25 Mvar. Posteriormente, se encuentran los mismos resultados para el caso en que la reactiva ha ascendido hasta 50 Mvar. (*ilustración 18, tabla 25 y tabla 26, respectivamente*):

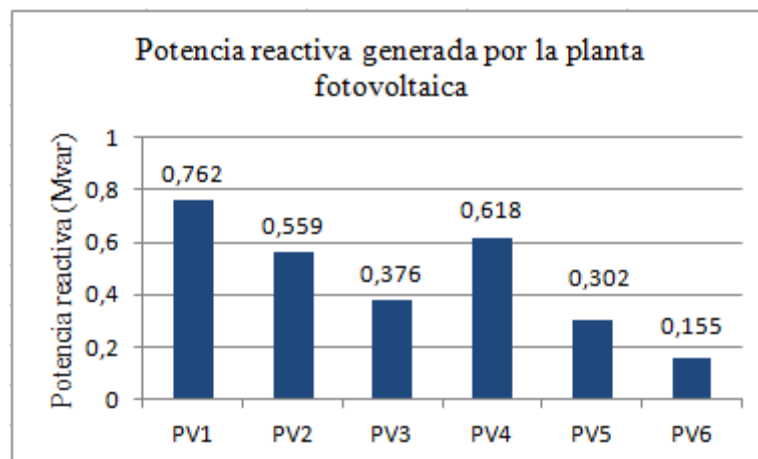


Ilustración 17: Potencia reactiva generada en caso 1c y $Q_{LOAD} = 25$ Mvar

NUDOS PQ	T1	T2	T3	T4	T5	T6	PV	GRID	LOAD
Perfil de tensiones (pu)	0,999	0,999	1,000	0,999	1,000	1,000	0,999	0,998	0,995

Tabla 23: Resultados nudos PQ caso 1d y QLOAD= 25 Mvar

Nudo Slack	INFINITE
Perfil de tensiones (pu)	1,02
PGEN (MW)	34,868
QGEN (Mvar)	25,838

Tabla 24: Resultados nudo slack caso 1d y QLOAD= 25 Mvar

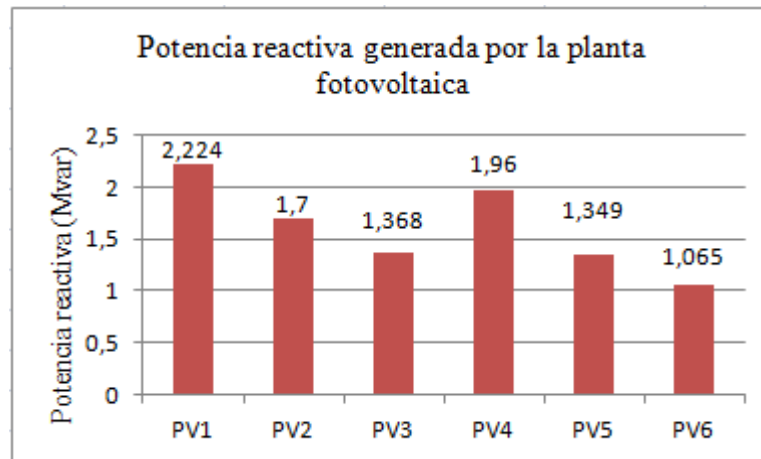


Ilustración 18: Potencia reactiva generada en caso 1d y QLOAD= 50 Mvar

NUDOS PQ	T1	T2	T3	T4	T5	T6	PV	GRID	LOAD
Perfil de tensiones (pu)	0,998	0,998	0,999	0,999	0,998	0,999	0,997	0,996	0,976

Tabla 25: Resultados nudos PQ caso 1d y QLOAD= 50 Mvar

Nudo Slack	INFINITE
Perfil de tensiones (pu)	1,02
PGEN (MW)	34,868
QGEN (Mvar)	50,131

Tabla 26: Resultados nudo slack caso 1d y QLOAD= 50 Mvar

En cuanto al aumento de demanda de reactiva se concluye que las tensiones de los nudos de generación son menores. Cuanto mayor sea la demanda, mayor el descenso de las tensiones. Para el caso de demanda de 50 Mvar todos los generadores se encuentran saturados y sobrepasan su valor máximo de potencia (ver *ilustración*

18). También, las pérdidas son mayores cuando se aumenta la reactiva. Se compara con el *caso 1 c* y se observa que las pérdidas de potencia son menores en el *caso 1 d* y las tensiones de los nudos mayores. Esto se explica porque, al aumentar la potencia activa y al aumentar ligeramente las tensiones de los nudos para poder aumentar la nueva reactiva requerida por el nudo load, la intensidad disminuye, y con ella las pérdidas por las líneas también. Por lo tanto, la potencia reactiva generada será para las cargas y no se consumirá en las líneas. Aún así, las pérdidas en este caso son mayores y las tensiones menores que en el *caso base*.

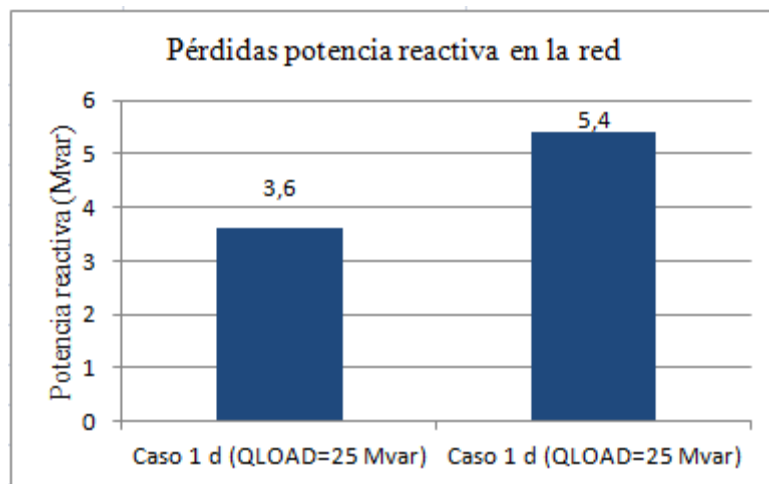


Ilustración 19: Pérdidas potencia reactiva en la red caso 1d

5.2 Estudio de contingencias

En esta sección se estudia la influencia de la potencia de cortocircuito en los nudos de red cuando ocurren faltas en el sistema.

PSSE calcula las corrientes de falta en todos los puntos del sistema. El programa tiene la opción de calcular las corrientes de cortocircuito frente a faltas monofásicas a tierra, bifásicas, bifásicas a tierra y frente a faltas trifásicas [11]. Las ilustraciones adjuntas a continuación muestran detalladamente cada tipo de falta:

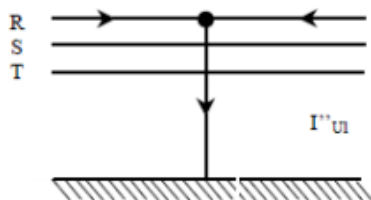


Ilustración 20: Esquema falta monofásica

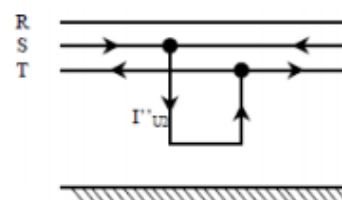


Ilustración 21: Esquema falta bifásica

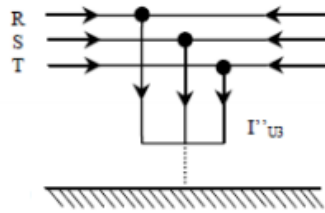


Ilustración 22: Esquema falta bifásica a tierra

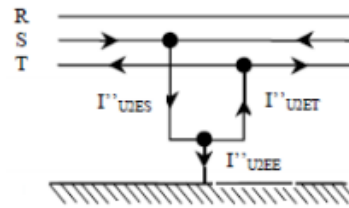


Ilustración 23: Esquema falta trifásica

De entre los cuatro tipos de faltas mencionadas anteriormente, la falta trifásica es la que proporciona mayores corrientes de cortocircuito, por eso, es el tipo de falta que se estudia en este proyecto. Además son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, es decir, todas las fases se ven afectadas de igual manera y las corrientes que se obtienen presentan mismo módulo y un desfase de ángulo simétrico de 120° .

Para el cálculo y análisis de contingencias del sistema se utiliza la herramienta *ASCC (Automatic sequence fault calculation)*, dentro de la pestaña de *short circuit*. Con ella se obtienen directamente los valores de las corrientes en el momento de la falta en todos los nudos de la red. La potencia de cortocircuito se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$S_{CC} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{CC}$$

Ecuación 4: Potencia de cortocircuito

5.2.1 Descripción de parámetros de red en caso de falta

Los sistemas de energía eléctrica en su operación normal de funcionamiento funcionan de modo equilibrado. Con el estudio de una fase es suficiente para saber qué ocurre en las otras dos fases restantes, únicamente se tiene que sumar o restar 120° a los ángulos de las tensiones e intensidades.

Cuando ocurre algún incidente provoca que este modo de funcionamiento equilibrado, pase a ser desequilibrado y el estudio de una fase ya no es suficiente. Para ello, el método que se utiliza es el de las componentes simétricas, basado en el Teorema de Fortescue: “*dado un sistema N-fásico, cualquier conjunto desequilibrado de fasores puede ser descompuesto en N-1 conjuntos de fasores equilibrados, más un conjunto adicional de fasores de idéntica fase*” [8].

De esta manera, un sistema trifásico se descompone en tres fasores de mismo módulo pero con un desfase de -120° , $+120^\circ$ y 0° para la secuencia positiva (1), negativa (2) y cero (0), respectivamente.

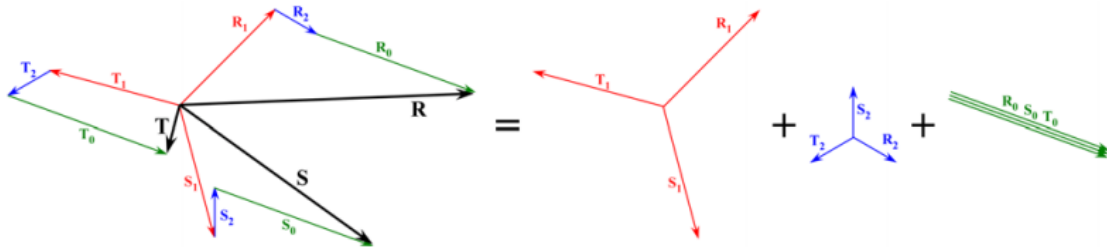


Ilustración 24: Ejemplo de descomposición de fasores en componentes de secuencia directa

Cada elemento que compone el sistema eléctrico, se descompone en los tres circuitos monofásicos anteriores.

5.2.1.1 Generadores

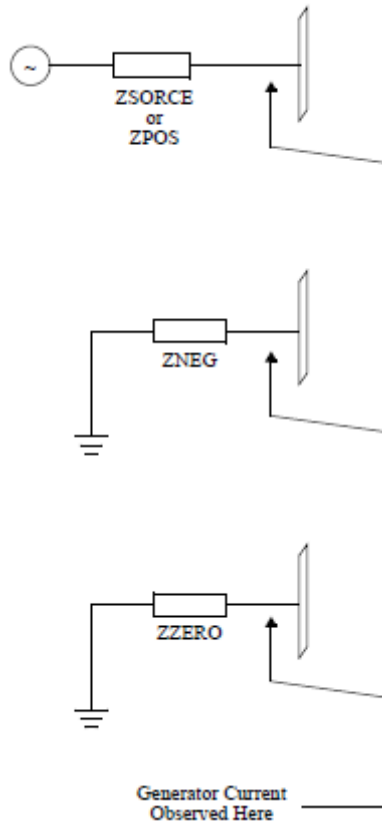


Ilustración 25: Modelado de generadores para análisis de faltas en PSSE

El generador en el monofásico de secuencia positiva se representa con una fuente de tensión en serie con ZSORCE. Esta impedancia puede tomar tres valores diferentes dependiendo del instante en que se produce la falta [9].

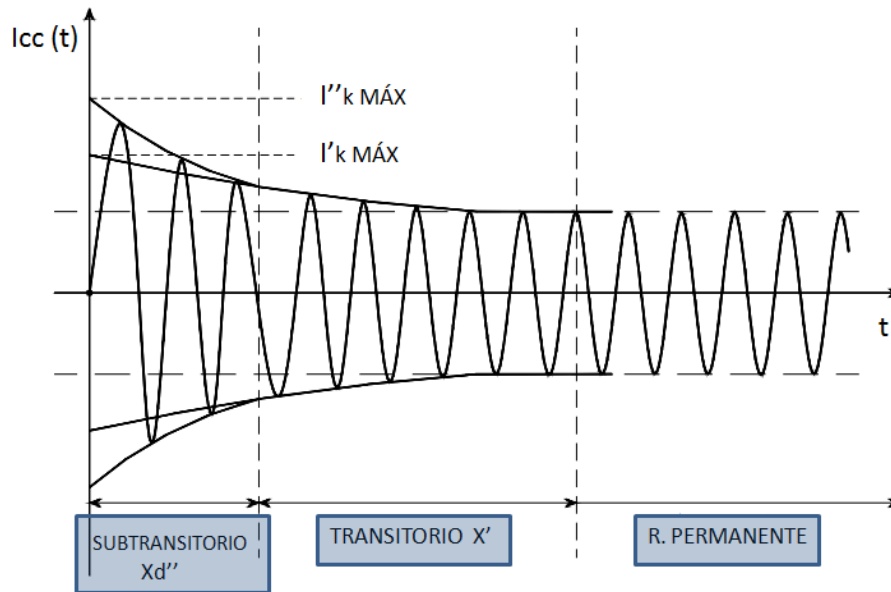


Ilustración 26: Corriente de cortocircuito en un Generador síncrono

Tomará el valor de reactancia subtransitoria X_d'' cuando interese conocer el valor de la corriente de cortocircuito hasta 0,1 segundos; tomará el valor de reactancia transitoria X' , cuando el tiempo sea de entre 0,1 segundos y 2,5 segundos. Finalmente, se utilizará el valor de reactancia síncrona, cuando se estudie el régimen permanente.

El circuito de secuencia negativa se representa con ZNEG, y toma el valor de la impedancia subtransitoria. Finalmente, para el circuito de secuencia cero, se utiliza $Z_{ZERO} = 3R_g + jX_0$.

En este proyecto se va a realizar el estudio de la potencia de cortocircuito tanto para un tiempo inferior a 0,1 segundos como para el régimen permanente.

5.2.1.2 Transformadores

Para la representación de los transformadores en el análisis de faltas, se utiliza un esquema u otro dependiendo de la conexión de cada transformador. En este caso siempre se utiliza el mismo conexionado Dyn11.

Para los circuitos de secuencia positiva y negativa únicamente se emplea la impedancia del transformador en serie con el resto de elementos del sistema eléctrico. Sin embargo, para el circuito de secuencia cero se utiliza *Connection Code 7* y se representa de la siguiente manera:

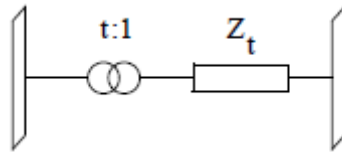


Ilustración 27: Representación circuito secuencia positiva y negativa transformador

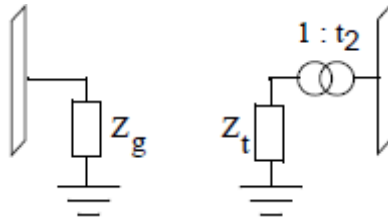


Ilustración 28: Representación circuito secuencia cero transformador Dyn11

5.2.1.3 Líneas y cargas

Para el caso de las líneas y de las cargas conectadas en el sistema, se utilizarán impedancias en serie junto con el resto de elementos del sistema y en cada uno de los tres circuitos monofásicos.

5.2.2 Impedancias de cortocircuito

Los valores de impedancias usados en el cálculo de faltas trifásicas son las siguientes:

Power Flow	Short Circuit
Basic Data	
Positive R (pu)	Subtransient X (pu)
0,000000	0,920000
Transient X (pu)	Synchronous X (pu)
0,900000	1,050000
Negative R (pu)	Negative X (pu)
2,000000	1,000000
Zero R (pu)	Zero X (pu)
0,000000	0,100000
Grounding Z units	Reference Angle (deg)
P.U. (Per Unit)	0,000000
Grounding R (pu)	Grounding X (pu)
2,000000	0,000000

Ilustración 29: Valores impedancias cálculo de faltas generadores PV

Power Flow Short Circuit

Basic Data

Positive R (pu) 0,000000	Subtransient X (pu) 1,000000
Transient X (pu) 1,050000	Synchronous X (pu) 1,200000
Negative R (pu) 0,000000	Negative X (pu) 1,000000
Zero R (pu) 0,000000	Zero X (pu) 1,000000
Grounding Z units P.U. (Per Unit)	Reference Angle (deg) 0,000000
Grounding R (pu) 2,000000	Grounding X (pu) 0,000000

Ilustración 30: Valores impedancias cálculo de faltas generador infinito

Power Flow Short Circuit

Basic Data

Connection Code
7 - No series path, earth winding 1, ground winding 2

Leakage Impedance I/O Code
1 - Z pu (winding kV system MVA)

Grounding Impedance I/O Code
1 - Z pu (winding kV system MVA)

RG1 (pu) 0,000000	XG1 (pu) 0,375000
R01 (pu) 0,000000	X01 (pu) 0,133000
RG2 (pu) 0,000000	XG2 (pu) 0,375000
R02 (pu) 0,000000	X02 (pu) 0,133000
RNUTRL (pu) 0,000000	XNUTRL (pu) 0,200000

Ilustración 31: Valores impedancias cálculo de faltas transformador 132/400kV

Power Flow Short Circuit

Basic Data

Connection Code
7 - No series path, earth winding 1, ground winding 2

Leakage Impedance I/O Code
1 - Z pu (winding kV system MVA)

Grounding Impedance I/O Code
1 - Z pu (winding kV system MVA)

RG1 (pu)	XG1 (pu)
0,000000	0,200000
R01 (pu)	X01 (pu)
0,000000	0,100000
RG2 (pu)	XG2 (pu)
0,000000	0,200000
R02 (pu)	X02 (pu)
0,000000	0,100000
RNUTRL (pu)	XNUTRL (pu)
0,000000	0,200000

Ilustración 32: Valores impedancias cálculo de faltas transformador 20/132kV

Power Flow Short Circuit

Basic Data

Connection Code
7 - No series path, earth winding 1, ground winding 2

Leakage Impedance I/O Code
1 - Z pu (winding kV system MVA)

Grounding Impedance I/O Code
1 - Z pu (winding kV system MVA)

RG1 (pu)	XG1 (pu)
0,000000	0,100000
R01 (pu)	X01 (pu)
0,000000	0,100000
RG2 (pu)	XG2 (pu)
0,000000	0,100000
R02 (pu)	X02 (pu)
0,000000	0,100000
RNUTRL (pu)	XNUTRL (pu)
0,000000	0,100000

Ilustración 33: Valores impedancias cálculo de falta transformador 0,645/20kV

Para todas las líneas la impedancia a utilizar es de 0,1j pu.

5.2.3 Análisis de contingencias en PSSE

El método que sigue la herramienta *ASCC* consiste en resolver conjuntamente los tres circuitos monofásicos en que se divide el sistema eléctrico. Para ello se calcula primero el Thévenin equivalente en cada circuito de secuencia entre los puntos donde ocurre la falta, y, finalmente se obtiene un único circuito monofásico con las tres impedancias de Thévenin calculadas anteriormente en cada circuito. Por tanto, al final se tiene un único circuito equivalente a partir del cual se realizan todos los cálculos de contingencias.

Para empezar con la simulación, en primer lugar se construyen las matrices de impedancias del sistema para poder calcular las posteriores tensiones, intensidades y potencias de cortocircuito. La herramienta que ejecuta las matrices en PSSE se llama *Setup network for unbalanced solution, SEQD*.

Se tiene la opción de construir dicha matriz con la reactancia subtransitoria, transitoria o la síncrona. En este proyecto se utilizará tanto la subtransitoria como la síncrona. En la *ilustración 34* y *35* se adjunta el código para la creación de ambas matrices:

```
Using machine R and Xs from fault analysis data
Diagonals = 16   Off-diagonals = 15   Maximum size = 30
Positive sequence network: Diagonals = 16   Off-diagonals = 15
Negative sequence network: Diagonals = 16   Off-diagonals = 15
Diagonals = 16   Off-diagonals = 7   Maximum size = 14
Zero sequence network: Diagonals = 16   Off-diagonals = 7
```

Ilustración 34: SEQD con reactancias síncronas caso base

```
Using machine R and Xs from fault analysis data
Diagonals = 16   Off-diagonals = 15   Maximum size = 30
Positive sequence network: Diagonals = 16   Off-diagonals = 15
Negative sequence network: Diagonals = 16   Off-diagonals = 15
Diagonals = 16   Off-diagonals = 7   Maximum size = 14
Zero sequence network: Diagonals = 16   Off-diagonals = 7
```

Ilustración 35: SEQD con reactancias subtransiente caso base

Una vez se tienen las matrices se ejecuta *ASCC*. Las opciones usadas para ejecutar dicha herramienta son las siguientes:

```

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN
+/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

```

Ilustración 36: Opciones usadas en ASCC caso base y reactancia síncrona

```

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN
+/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

```

Ilustración 37: Opciones usadas en ASCC caso base y reactancia subtransitoria

5.2.3.1 Cálculos

En este apartado se realiza un análisis de sensibilidad de la red eléctrica simulada en PSSE con el objetivo de estudiar la influencia de la conexión de la planta solar fotovoltaica a la red. Se realizan diferentes estudios en función de varios escenarios para así finalmente comparar todos los casos posibles y poder sacar conclusiones coherentes.

En un primer lugar se calcula la intensidad de cortocircuito máxima en cada nudo cuando ocurre una falta en cada nudo. Los casos de estudio para este apartado son el *caso base* y el *caso 1 a* y *1 b*, explicados en el apartado 5.1.1 y 5.1.2 del proyecto, con la diferencia de que ahora todos los nudos de la planta fotovoltaica cambian su tensión, es decir, en el caso a todos los nudos de los generadores fotovoltaicos presentan 1,01pu, y, en el caso b, 0,99 pu. Se va a estudiar tanto el régimen transitorio, con la impedancia subtransitoria, como el régimen permanente, con la reactancia síncrona.

En segundo lugar se analiza de una manera más detallada la aportación de corriente de cortocircuito en cada nudo cuando se van desconectando generadores de la planta fotovoltaica. Se han escogido 4 escenarios principales, en el primero la planta entera permanece conectada. En el segundo se desconecta un inversor, en el tercero,

se desconectan 3 inversores y, finalmente, en el cuarto escenario se desconecta la planta solar fotovoltaica en su totalidad.

5.2.3.1.1 Caso 1

Como se ha comentado anteriormente, en este apartado se han realizado 6 simulaciones. Las 3 primeras se han llevado a cabo con la impedancia síncrona del generador y las 3 últimas con la impedancia subtransitoria. Para el caso base en el momento de la falta todos los nudos se encuentran a tensión nominal. En el segundo caso, cuando ocurre la falta los nudos presentan 1,01 pu, y, en el último caso, 0,99 pu.

Los resultados para las 3 primeras simulaciones se resumen en la gráfica siguiente:

X-----	BUS	-----X	/I+/ AMP	AN(I+)	/I+/ AMP	AN(I+)	/I+/ AMP	AN(I+)
1	[PV1	0.6450]	AMP 65500.5	-89.76	66155.5	-89.76	64845.5	-89.76
101	[PV2	0.6450]	AMP 64880.1	-89.58	65528.9	-89.58	64231.3	-89.58
201	[PV3	0.6450]	AMP 64227.6	-89.39	64869.8	-89.39	63585.3	-89.39
301	[PV4	0.6450]	AMP 65307.6	-89.76	65960.7	-89.76	64654.5	-89.76
401	[PV5	0.6450]	AMP 64691.1	-89.58	65338.0	-89.58	64044.2	-89.58
501	[PV6	0.6450]	AMP 64042.5	-89.39	64682.9	-89.39	63402.0	-89.39
601	[T1	20.000]	AMP 2267.5	-89.74	2290.2	-89.74	2244.8	-89.74
701	[T2	20.000]	AMP 2244.3	-89.55	2266.8	-89.55	2221.9	-89.55
801	[T3	20.000]	AMP 2220.0	-89.34	2242.2	-89.34	2197.8	-89.34
901	[T4	20.000]	AMP 2260.3	-89.74	2282.9	-89.74	2237.7	-89.74
1001	[T5	20.000]	AMP 2237.3	-89.55	2259.7	-89.55	2214.9	-89.55
1101	[T6	20.000]	AMP 2213.1	-89.35	2235.3	-89.35	2191.0	-89.35
1201	[FV	20.000]	AMP 2289.4	-89.92	2312.3	-89.92	2266.5	-89.92
1301	[GRID	20.000]	AMP 2289.4	-89.99	2312.3	-89.99	2266.5	-89.99
1401	[LOAD	132.00]	AMP 398.8	-89.99	402.8	-89.99	394.9	-89.99
1501	[INFINITE	400.00]	AMP 140.6	-89.99	142.0	-89.99	139.2	-89.99

Ilustración 38: Resultados Icc en cada nudo falta trifásica caso base, caso 1a y caso1b

En la tabla anterior aparece la intensidad de cortocircuito total en cada nudo. La primera columna representa cada nudo y las columnas siguientes representan el módulo de la intensidad de cortocircuito junto con su ángulo en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en ese mismo nudo y para cada caso de estudio. Las 3 simulaciones presentan resultados parecidos.

Los valores obtenidos de /I+/
en cada fila se obtienen sumando las contribuciones de intensidad de las líneas que conectan ese nudo. Se observa cómo en los nudos donde se conectan los inversores (PV1, PV2, PV3, PV4, PV5 y PV6), son los que presentan mayores corrientes de cortocircuitos. Dicha corriente va disminuyendo a medida que aumenta la potencia de los elementos conectados a la red. Más adelante se muestra un estudio detallado de los aportes de corriente y potencia de circuito por cada línea que conecta cada nudo.

Comparando los 3 casos, se observa cómo en el caso base se obtienen valores intermedios entre el caso 1 a y el 1 b. Esto se debe a que al tener más tensión en los nudos cuando tiene lugar una falta, se va a generar más corriente de cortocircuito

(*caso 1 a*). En caso contrario, cuando la tensión en los nudos es inferior a la nominal, las corrientes de cortocircuito que circulan por la red en el momento de falta son menores.

Dentro de un mismo caso no todos los nudos tienen el mismo valor exacto de intensidad debido a las imprecisiones del cálculo de la simulación.

En la *tabla 27* se muestran una vez más los resultados para el *caso base*, el *caso 1 a* y *1 b*, junto con las potencias de cortocircuito en cada nudo:

Nudo	Un(kV)	Caso base		Caso 1a		Caso 1b	
		Icc(kA)	Sc(MVA)	Icc(kA)	Sc(MVA)	Icc(kA)	Sc(MVA)
PV1	0,645	65,5	73,17	66,16	73,91	64,85	72,45
PV2	0,645	64,88	72,48	65,3	72,95	64,23	71,76
PV3	0,645	64,23	71,76	64,87	72,47	63,59	71,04
PV4	0,645	65,31	72,96	65,96	73,69	64,65	72,23
PV5	0,645	64,7	72,28	65,34	73,00	64,04	71,54
PV6	0,645	64,04	71,54	64,68	72,26	63,4	70,83
T1	20	2,27	78,64	2,29	79,33	2,24	77,60
T2	20	2,24	77,60	2,27	78,64	2,22	76,90
T3	20	2,22	76,90	2,24	77,60	2,2	76,21
T4	20	2,26	78,29	2,28	78,98	2,24	77,60
T5	20	2,24	77,60	2,26	78,29	2,21	76,56
T6	20	2,21	76,56	2,24	77,60	2,2	76,21
PV	20	2,29	79,30	2,31	80,10	2,27	78,51
GRID	20	2,29	79,30	2,31	80,10	2,27	78,51
LOAD	132	0,4	91,45	0,4	91,45	0,39	89,17
INF	400	0,14	96,99	0,14	96,99	0,13	90,07

Tabla 27: Potencia de cortocircuito falta trifásica en cada nudo con impedancia síncrona

La potencia de cortocircuito se calcula aplicando la *ecuación 1*. Los resultados que se obtienen en cada caso difieren muy poco por los valores de tensiones en los nudos en el momento de la falta.

Analizando los 6 primeros nudos, los nudos PV1 y PV4 son los que presentan los valores más elevados. Esto se debe a que son los nudos más próximos a la red infinita y en caso de falta, son ellos los que van a recibir más aportación de corriente. A medida que nos vamos alejando de ella la intensidad va disminuyendo porque se va quedando en los nudos anteriores.

A la vista está también que se producen mayores potencias de cortocircuito en nudos con mayores niveles de tensión.

Las 3 simulaciones siguientes se corresponden con el análisis de impedancia subtransitoria. Los resultados aparecen en la *ilustración 39* y se presentan de la misma manera que en la *ilustración 37*.

X	BUS	X	/I+/ AMP	AN(I+) /I+/ AMP	/I+/ AMP	AN(I+) /I+/ AMP	/I+/ AMP	AN(I+) /I+/ AMP
1	[PV1	0.6450]	74269.1	-89.72	75011.8	-89.72	73526.4	-89.72
101	[PV2	0.6450]	73472.4	-89.52	74207.1	-89.52	72737.6	-89.52
201	[PV3	0.6450]	72636.8	-89.31	73363.2	-89.31	71910.5	-89.31
301	[PV4	0.6450]	74021.1	-89.72	74761.3	-89.72	73280.9	-89.72
401	[PV5	0.6450]	73230.1	-89.52	73962.4	-89.52	72497.8	-89.52
501	[PV6	0.6450]	72400.2	-89.31	73124.2	-89.31	71676.2	-89.31
601	[T1	20.000]	2596.5	-89.70	2622.5	-89.70	2570.6	-89.70
701	[T2	20.000]	2566.2	-89.48	2591.8	-89.48	2540.5	-89.48
801	[T3	20.000]	2534.4	-89.25	2559.8	-89.25	2509.1	-89.25
901	[T4	20.000]	2587.1	-89.70	2612.9	-89.70	2561.2	-89.70
1001	[T5	20.000]	2557.0	-89.48	2582.5	-89.48	2531.4	-89.48
1101	[T6	20.000]	2525.4	-89.25	2550.7	-89.25	2500.2	-89.25
1201	[FV	20.000]	2625.4	-89.91	2651.6	-89.91	2599.1	-89.91
1301	[GRID	20.000]	2625.4	-89.99	2651.6	-89.99	2599.1	-89.99
1401	[LOAD	132.00]	468.4	-89.99	473.1	-89.99	463.7	-89.99
1501	[INFINITE	400.00]	167.3	-89.99	169.0	-89.99	165.7	-89.99

Ilustración 39: Resultados lcc en cada nudo falta trifásica caso base, caso 1a y caso 1b

En este caso, al considerar las impedancias subtransitorias, estamos calculando los valores de corriente y de potencia inferiores a 0,1 segundos. Es en este tiempo cuando se alcanzan los valores máximos. Se comprueba en la *ilustración 26* que en los generadores fotovoltaicos se alcanzan valores de corriente mayores que al utilizar impedancias síncronas.

Se ha comprobado también que para un tiempo de entre 0,1 segundos y 2 segundos, es decir, para los valores de impedancia transitoria, se obtienen intensidades intermedias entre impedancias subtransitoria y síncronas. Tiene sentido, ya que como se muestra en la *ilustración 24*, se comienza con los máximos valores y van disminuyendo hasta que se alcanza el régimen permanente.

A continuación, de la misma manera que en el apartado anterior, se han calculado los valores de potencia de cortocircuito para cada uno de los tres casos de estudio. Los resultados obtenidos siguen un comportamiento similar que en el caso del régimen permanente, pero con valores un poco más elevados. Los máximos valores de intensidad en la planta fotovoltaica se dan en los inversores 1 y 4.

Nudo	Un(kV)	Caso base		Caso 1a		Caso 1b	
		Icc(kA)	Sc(MVA)	Icc(kA)	Sc(MVA)	Icc(kA)	Sc(MVA)
PV1	0,645	74,27	82,97	75,01	83,80	73,53	82,15
PV2	0,645	73,47	82,08	74,21	82,91	72,74	81,26
PV3	0,645	72,64	81,15	73,36	81,96	71,91	80,34
PV4	0,645	74,02	82,69	74,76	83,52	73,28	81,87

Nudo	Un(kV)	Caso base		Caso 1a		Caso 1b	
		Icc(kA)	Sc(MVA)	Icc(kA)	Sc(MVA)	Icc(kA)	Sc(MVA)
PV5	0,645	73,23	81,81	73,96	82,63	72,5	81,00
PV6	0,645	72,4	80,88	73,12	81,69	71,68	80,08
T1	20	2,6	90,07	2,62	90,76	2,57	89,03
T2	20	2,57	89,03	2,6	90,07	2,54	87,99
T3	20	2,53	87,64	2,6	90,07	2,51	86,95
T4	20	2,59	89,72	2,61	90,41	2,56	88,68
T5	20	2,56	88,68	2,58	89,37	2,53	87,64
T6	20	2,53	87,64	2,55	88,33	2,5	86,60
PV	20	2,63	90,95	2,65	91,85	2,6	90,04
GRID	20	2,63	90,95	2,65	91,85	2,6	90,04
LOAD	132	0,47	107,46	0,47	107,46	0,46	105,17
INF	400	0,17	117,78	0,17	117,78	0,17	117,78

Tabla 28: Potencia de cortocircuito falta trifásica en cada nudo con impedancia subtransitoria

Se concluye que los resultados obtenidos son prácticamente los mismos en cada caso. Cuando se analiza el régimen permanente se obtienen valores un poco inferior que cuando se analiza el régimen transitorio. Se alcanzan mayores potencias de cortocircuito a medida que nos acercamos a la red infinita. En cálculos posteriores se profundiza más detenidamente en las aportaciones para el resto de nudos de la red.

Para finalizar este apartado se ha decidido presentar un gráfico comparativo con la intensidad de cortocircuito en kA para los 6 casos estudiados anteriormente. Estos gráficos representan únicamente la contribución de los generadores fotovoltaicos cuando se da una falta en el propio nudo del generador. Dicha corriente siempre es la misma indistintamente en qué nudo de generación fotovoltaica ocurra la falta. El aporte que hay en función de las tensiones varía muy poco, pero a medida que la tensión diverge de la nominal, la corriente de cortocircuito y , por tanto, la potencia serán de cada vez mayor o menor en función de si la tensión aumenta o disminuye.

El aporte de intensidad de cortocircuito de cada inversor, cuando se utiliza la impedancia síncrona del generador, para el *caso base* se corresponde con 2216,5 A, para el *caso 1 a*, 2238,6 A y, 2194,3 A, para el *caso 1 b*.

El aporte de intensidad de cortocircuito de cada inversor, cuando se utiliza la impedancia subtransiente del generador, para el *caso base* se corresponde con 2529,7 A, para el *caso 1 a*, 2555 A y 2504,40 A, para el *caso 1 b*.

En la gráfica los resultados aparecen en kA.

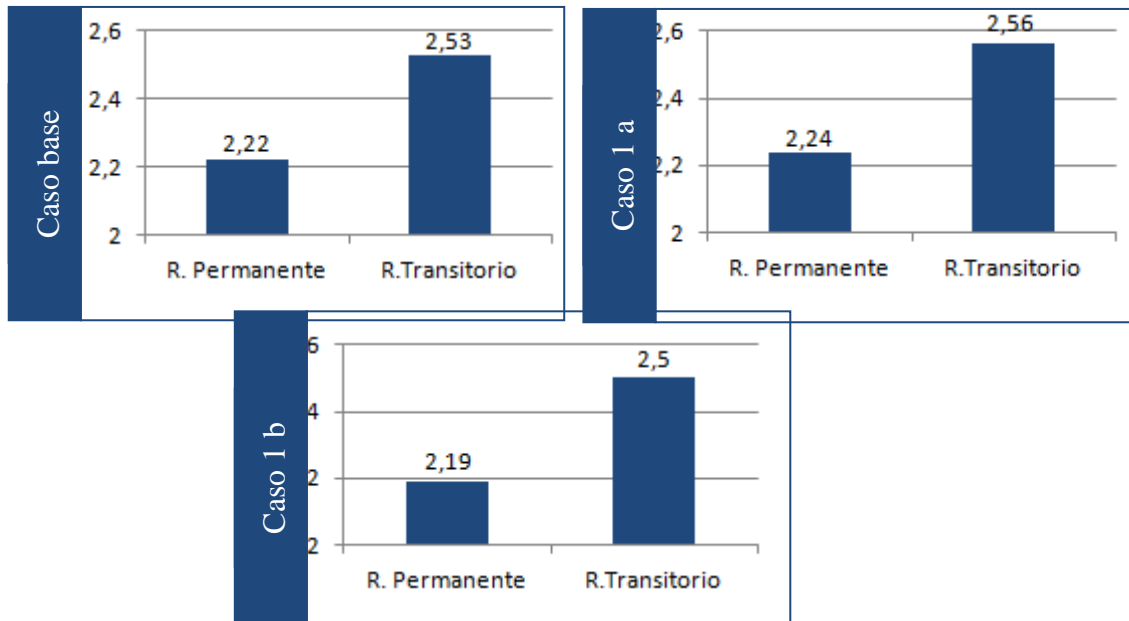


Ilustración 40: Potencia cortocircuito en PV caso base, 1a y 1b

Con estas tres gráficas se pretende mostrar la aportación de corriente de cada inversor fotovoltaico. Para cada caso, cada inversor aporta la misma intensidad. En caso base se aporta 2216,5 A, en el a 2238,6 A y en el b, 2194,3 A. Estos valores se corresponden de manera aproximada a la intensidad nominal del inversor. Por otro lado, los valores correspondientes a la impedancia subtransitoria son valores próximos a la intensidad máxima de los inversores. En términos de potencia de cortocircuito, lo que aporta cada inversor es aproximadamente la potencia nominal del mismo.

Esto se debe a que nosotros mismos programamos la electrónica de potencia del inversor, ajustamos la impedancia síncrona y subtransitoria con el fin de obtener en caso de falta en la red los valores máximos de intensidad que soporta el inversor. En este caso, el modelo utilizado ha sido FS2400CH15, de Power Electronics, y soporta 1pu (Inominal) en régimen permanente y 1,1 pu en régimen transitorio. Los valores de impedancias utilizados en el proyecto se pueden ver en la ilustración 29,30,31 y 32.

Una vez más, el *caso 1 b* presenta los valores más bajos de intensidades, mientras que el *caso 1 a*, los más elevados.

Es importante prestar especial atención al valor máximo de tensión que puede alcanzar cada nudo al que está conectado cada inversor ya que podría darse el caso en que se ajusta la electrónica de potencia para que cuando se encuentre ese nudo a tensión nominal la máxima corriente de cortocircuito a los bornes del inversor sea la nominal también y, al incrementar el valor de tensión, también aumentará el valor de

corriente en la falta. Como consecuencia, tendremos un valor de corriente de cortocircuito mayor a la nominal y, por tanto, el inversor no será capaz de aguantarlo.

5.2.3.1.2 Caso 2

El apartado que se presenta a continuación se estructura en 3 partes diferentes y en cada una se van a analizar 4 escenarios.

El escenario principal (*escenario 1*) a partir del cual se van a realizar diferentes modificaciones es el *caso base* en régimen permanente, definido anteriormente en el proyecto. Todos los nudos de generación se encuentran a tensión nominal generando una potencia activa de 2,55 MW. El nudo de red infinita presenta una tensión de consigna de 1,02 pu.

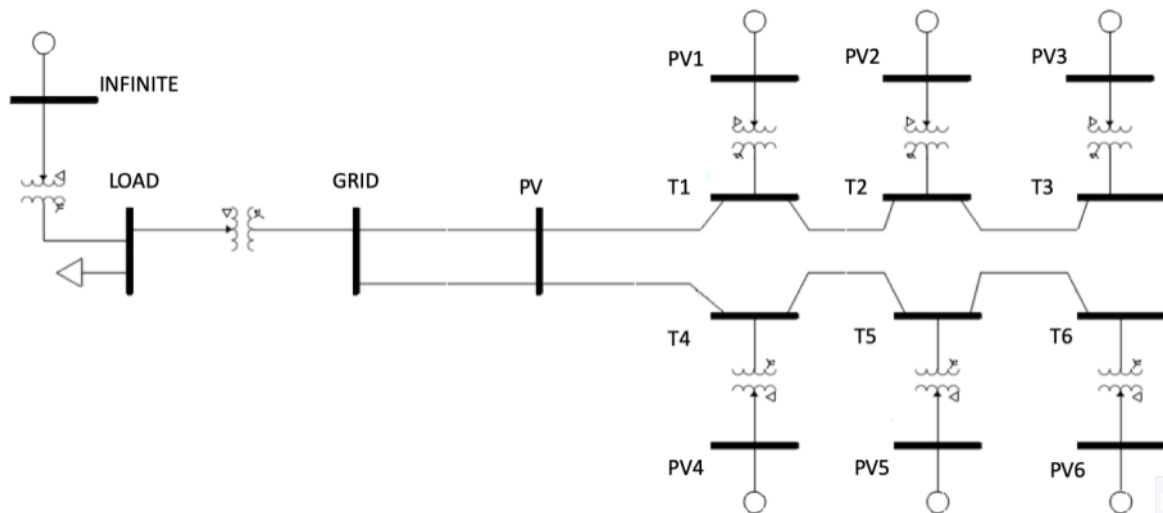


Ilustración 41: Escenario 1 cálculo corrientes de cortocircuito

Escenario 2: un inversor permanece desconectado, el PV3.

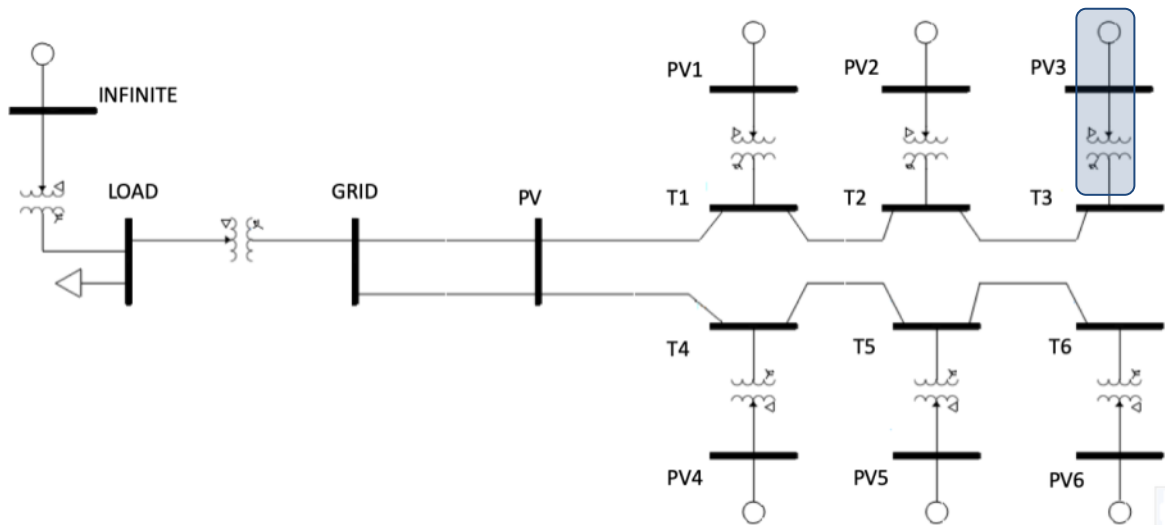


Ilustración 42: Escenario 2 cálculo de corrientes de cortocircuito

Escenario 3: la mitad de los inversores se encuentran fuera de servicio, PV1, PV2 y PV3.

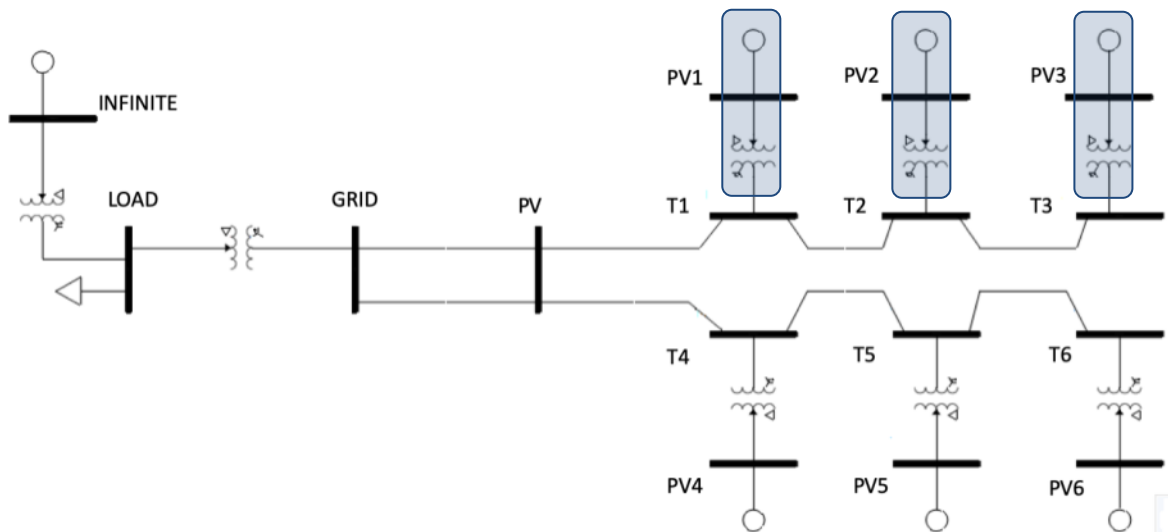


Ilustración 43: Escenario 3 cálculo de corrientes de cortocircuito

Escenario 4: la planta solar fotovoltaica está desconectada.

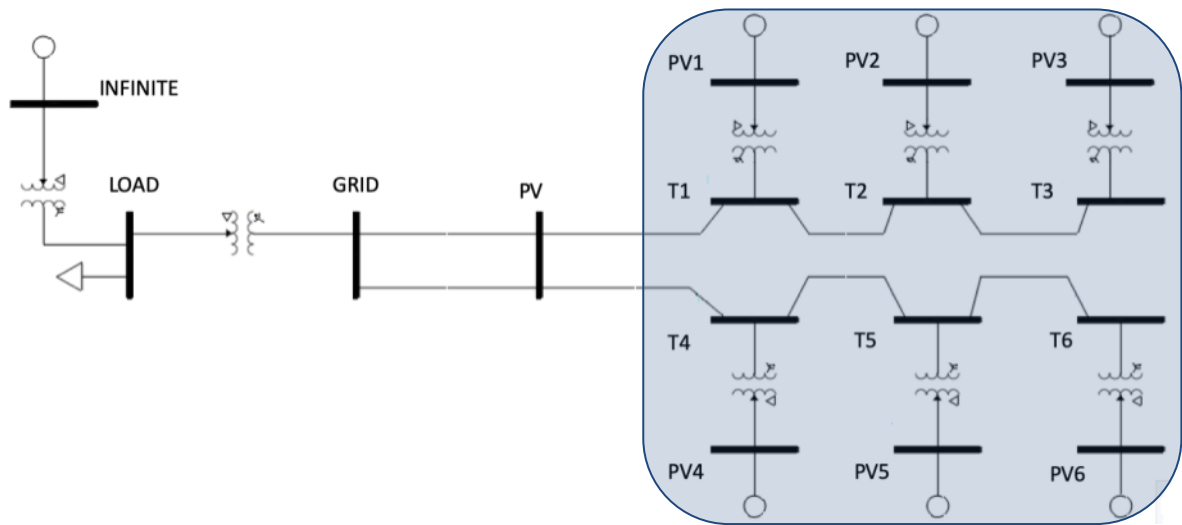


Ilustración 44: Escenario 4 cálculo de corrientes de cortocircuito

Los 3 cálculos que se realizan para cada uno de los cuatro escenarios anteriores son:

- 1) Aporte de corriente de cortocircuito en los nudos PV por parte de los generadores fotovoltaicos cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo PV.

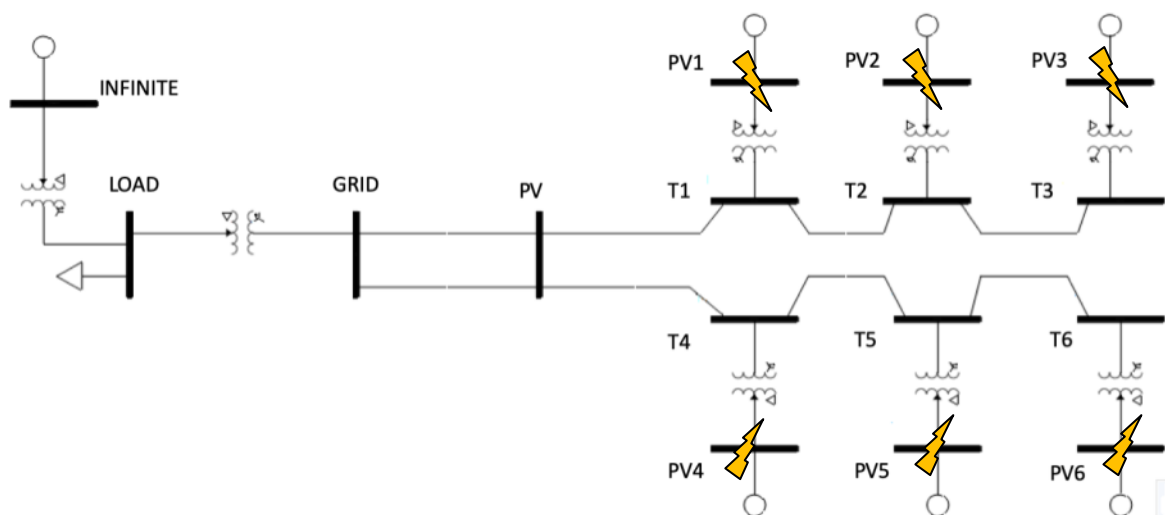


Ilustración 45: Cálculo 1 corrientes de cortocircuito

- 2) Aporte de corriente de cortocircuito en los nudos T por parte de los generadores fotovoltaicos cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo T.

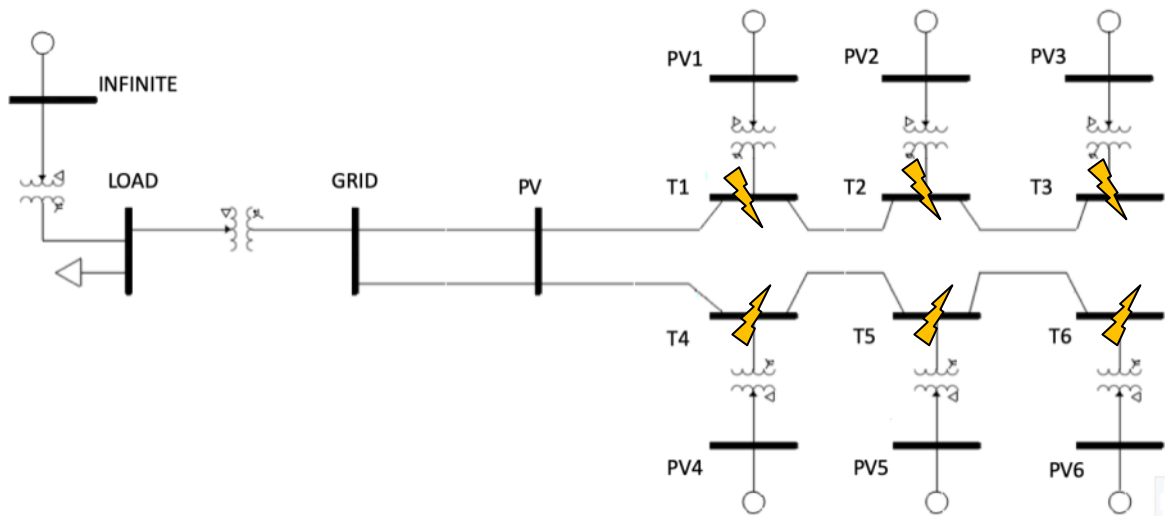


Ilustración 46: Cálculo 2 corrientes de cortocircuito

- 3) Aporte de corriente de cortocircuito en el resto de nudos de la red cuando tiene lugar una falta trifásica en ese mismo nudo. PSSE no calcula la corriente de cortocircuito que aporta cada generador fotovoltaico cuando ocurren faltas en nudos alejados. En cualquier caso, se va a hacer una comparación del aporte de corriente con planta fotovoltaica y sin planta.

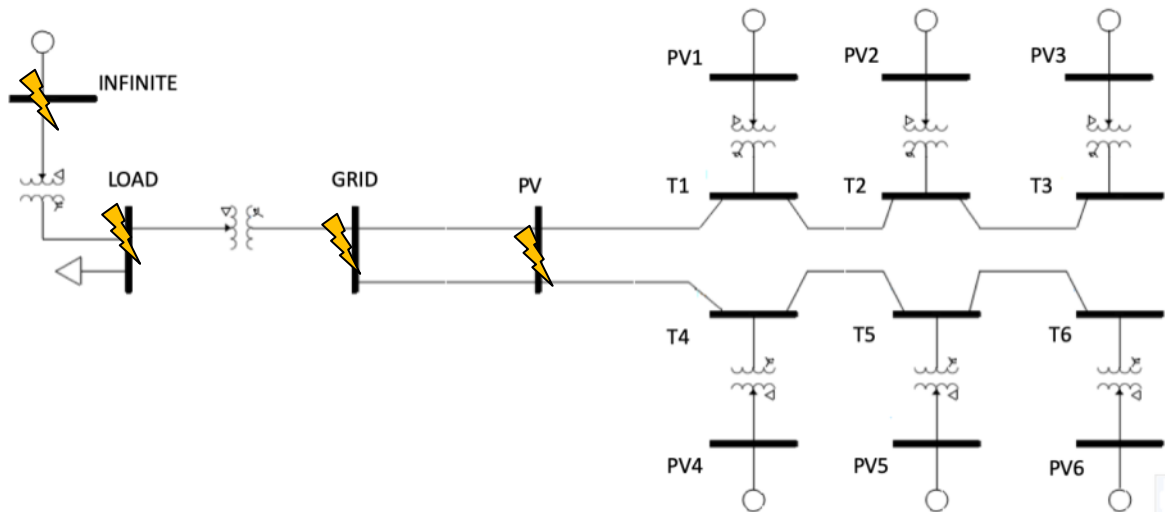


Ilustración 47: Cálculo 3 corrientes de cortocircuito

5.2.3.1.3 Resultados primer análisis

5.2.3.1.3.1 Cálculos en nudos PVP

En esta sección se muestran los resultados del aporte de corriente de cortocircuito en los nudos PV por parte de los generadores fotovoltaicos cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo PV. Los resultados se plasman en las 3 gráficas siguientes donde el eje horizontal se refiere a los 6 nudos donde se conectan los generadores de la planta fotovoltaica y el eje vertical representa la corriente de cortocircuito total en kiloamperios (kA) en cada nudo. La aportación de corriente aparece desglosada en dos partes, en un azul más oscuro se representa la intensidad que aporta cada inversor (PV) y en un azul más claro la corriente que aportan los nudos T.

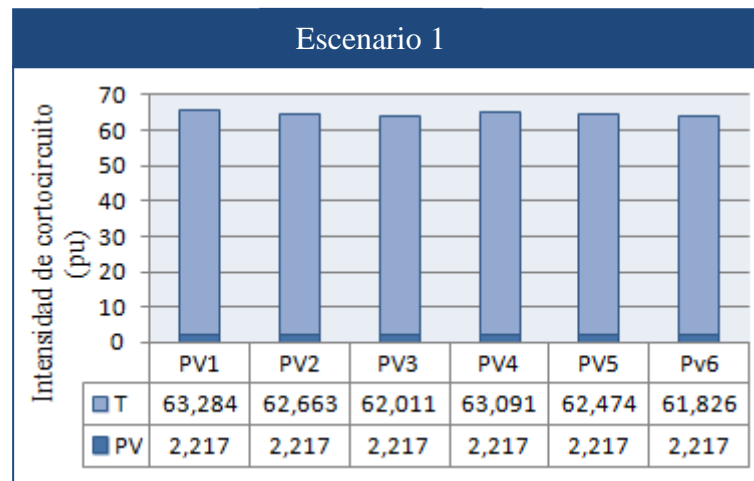


Ilustración 48: Cálculo 1 escenario 1.

En la *ilustración anterior* se muestran los cálculos para el *escenario 1*, se observa que la aportación por parte de los inversores siempre es 2217 A, casi el valor nominal. En cada nudo la aportación de corriente de cortocircuito por parte de cada generador PV representa alrededor del 4 % del total de la corriente aportada.

Se observa también que a medida que nos alejamos de la red infinita la intensidad total aportada en el nudo disminuye, alcanzado valores similares para PV1 y PV4, PV2 y PV5, y PV3 y PV6, porque se encuentran a la misma altura.

El valor máximo de corriente se presenta en el primer nudo PV1 y su valor es de 65,50 kA. Los valores totales de corriente resultan de la suma de las aportaciones T y PV. Se pueden ver también en la *tabla 27*.

Las *ilustraciones 50 y 49* reflejan los cálculos de los escenarios 2 y 3, respectivamente.

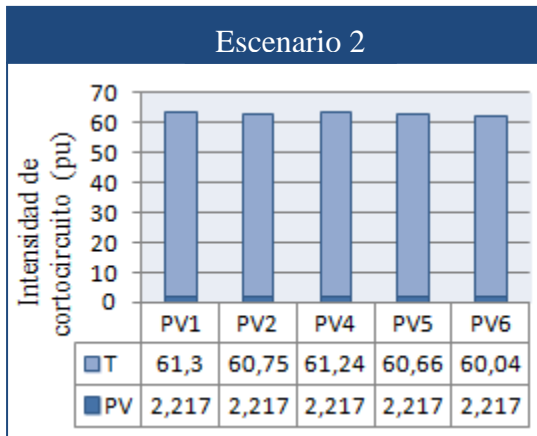


Ilustración 50: Cálculo 1 escenario 2

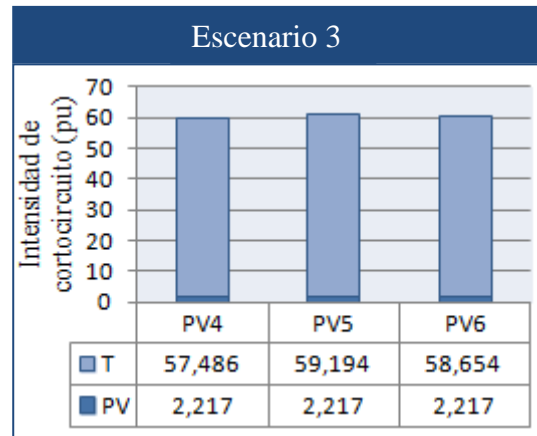


Ilustración 49: Cálculo 1 escenario 3

Como en el caso anterior, las aportaciones a los nudos fotovoltaicos únicamente provienen de los inversores y del resto de la red eléctrica.

Los valores de intensidades aportados por los inversores son siempre los mismos independientemente esté la planta entera conectada o si algunos generadores se encuentran desconectados. Los amperios que circulan por cada inversor son, una vez más, 2217 A y representan una cantidad muy pequeña en comparación con la intensidad total.

Se observa el mismo comportamiento que en el *escenario 1*, a medida que nos alejamos de la red infinita las corrientes disminuyen. En el *escenario 2* la intensidad total en cada nudo es menor en comparación con el *escenario 1*, y, lo mismo ocurre en el 3, la suma total de intensidad en cada nudo es menor que en los dos casos anteriores. Esto se debe a que hay menos generadores conectados y, por lo tanto, menor circulación de corriente y potencia por el sistema.

No se ha incluido gráfico del *escenario 4*, ya que la planta fotovoltaica se encuentra desconectada y, por tanto, no puede ocurrir ninguna falta en los nudos PV.

A modo de conclusión, la aportación de cada inversor siempre es la misma y es de 2217 A. La intensidad máxima capaz de aguantar en bornes de cada inversor se encuentra muy próximo al valor de la corriente nominal del propio inversor. Y, finalmente se comprueba que la suma total de las aportaciones en cada nudo coinciden con los resultados obtenidos en la *tabla 27*.

5.2.3.1.4 Resultados segundo análisis

5.2.3.1.4.1 Cálculos en nudos T

En esta sección se muestran los resultados del aporte de corriente de cortocircuito en los nudos T, nudos que conectan los generadores fotovoltaicos con la red eléctrica, por parte de los generadores fotovoltaicos.

En este caso las posibles aportaciones de intensidad de cortocircuito provienen de los nudos de generación fotovoltaica (PVP), de las líneas que conectan los diferentes inversores (PVP) y del resto de la red eléctrica a través de la línea que conecta el nudo GRID con PV (PV).

Los nudos T1 y T4 reciben aportaciones de los inversores, de las líneas que conectan con los inversores contiguos y de la red infinita. Los nudos T2 y T5, reciben intensidad por parte de su propio generador y de los generadores 1,3 y 4,6 , respectivamente. Los nudos T3 y T6 únicamente pueden recibir por parte del propio inversor y del que tienen conectado a través de la línea eléctrica del nudo T.

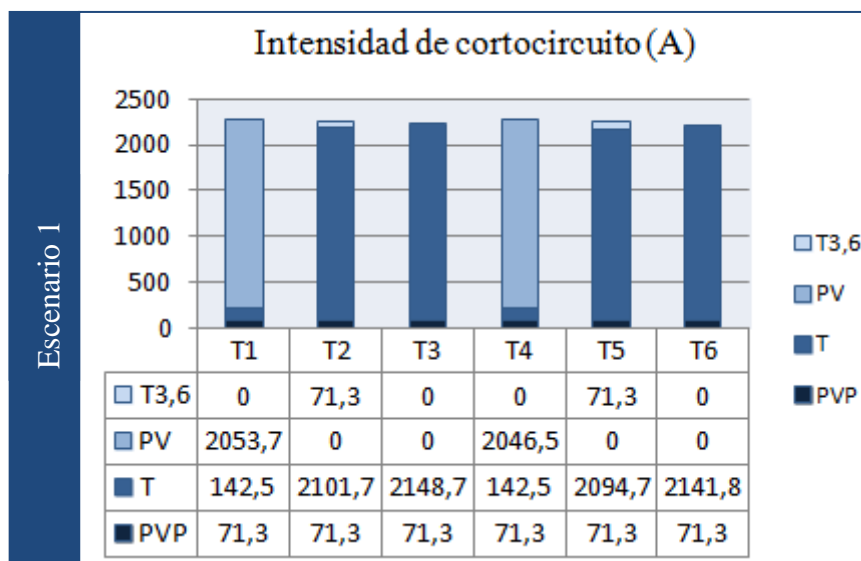


Ilustración 51: Cálculo 2 escenario 1

Comenzando con el *escenario 1*, las aportaciones que ofrece cada inversor es siempre la misma, 71,3 A. Comparando estos resultados con los del apartado anterior, se observa que cuando hay un fallo en la red y cada vez está más alejado de los inversores de la planta fotovoltaica, la corriente de cortocircuito que éstos aportan disminuye. El valor de I_{cc} máxima se ha fijado con los distintos valores de impedancias de los generadores para que cuando se dé el caso más desfavorable (que la falta tenga

lugar lo más cerca posible del inversor) éste pueda dar hasta un máximo de 110% de su intensidad nominal.

Los nudos que presentan mayores amperios cuando se produce un cortocircuito son los que están más próximos a la red infinita (T1 y T4). A medida que nos vamos alejando, se aprecia que los valores de intensidad van disminuyendo. Los valores totales se muestran en la *tabla 29* y son los mismos que los de la *tabla 27*.

T1	T2	T3	T4	T5	T6
2267,50 A	2244,30 A	2220,00 A	2260,30 A	2237,30 A	2213,10 A

Tabla 29: *I*total en nudos T escenario 1

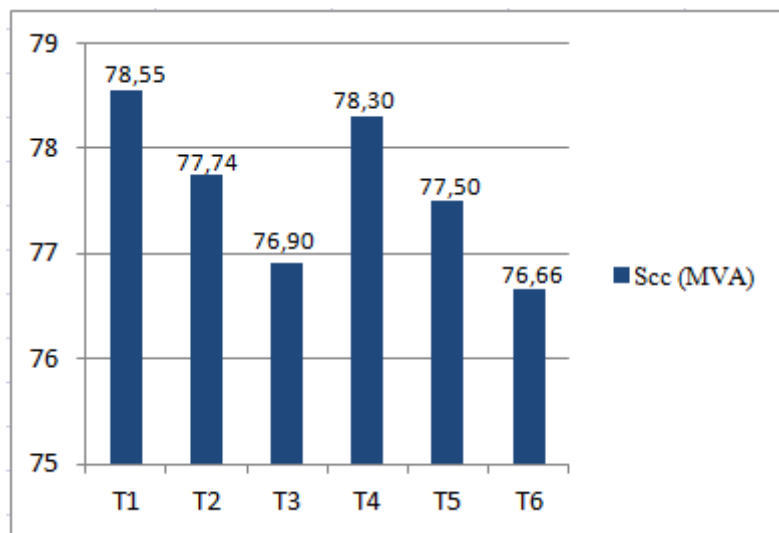


Ilustración 52: *Sc* total en nudos T escenario 1

Se calculan los valores de potencia de cortocircuito total entregada a la red y ésta resulta estar entre 78,55 MVA para T1, que es el nudo que presenta mayor valor de *I*cc, y entre 76,66 MVA en T6, que presenta menor valor de *I*cc.

En cuanto al *escenario 2*, en la gráfica adjunta a continuación se observa cómo los nudos presentan el mismo comportamiento que en el caso anterior en cuanto al valor de la aportación de potencia de cortocircuito total.

En primer lugar, las intensidades totales aportadas en cada nudo presentan valores un poco inferiores al caso anterior, debido a que en el *escenario 2* tenemos un generador desconectado. Por este motivo, las potencias de cortocircuito serán también menores.

T1	T2	T3	T4	T5	T6
2196,30 A	2173,00 A	2148,70 A	2191,20 A	2169,70 A	2147,00 A

Tabla 30: I_{total} en nudos T escenario 2

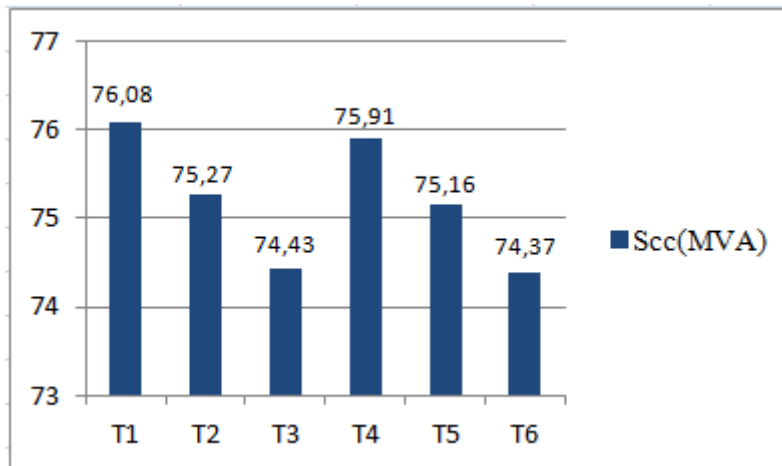


Ilustración 53: Scc en nudos T escenario 2

A continuación se muestra la *ilustración 54*, con la aportación detallada de la corriente en cada nudo. En todos los casos la aportación mayor proviene del lado de alta tensión de la red. En cada nudo la aportación que proviene del inversor es la misma y representa una parte muy pequeña del gráfico.

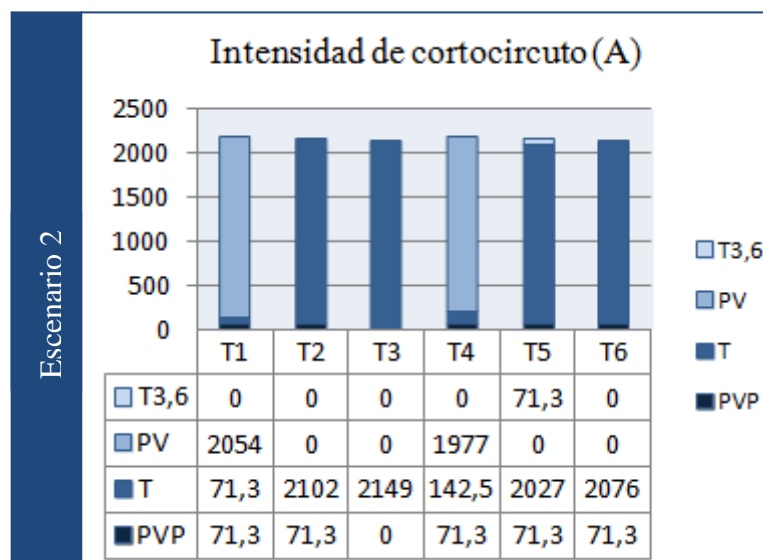


Ilustración 54: Cálculo 2 escenario 2

El generador 3, al estar desconectado, no aporta corriente al nudo T3. Toda la I_{cc} aportada proviene del nudo T2.

En el *tercer escenario* únicamente tenemos la mitad de la planta en funcionamiento. A continuación se muestran los valores de intensidad en todos los nudos.

T1	T2	T3	T4	T5	T6
2053,70 A	2032,00 A	2010,70 A	2052,40 A	2033,70 A	2013,90 A

Tabla 31: *I*_{total} en nudos T escenario 3

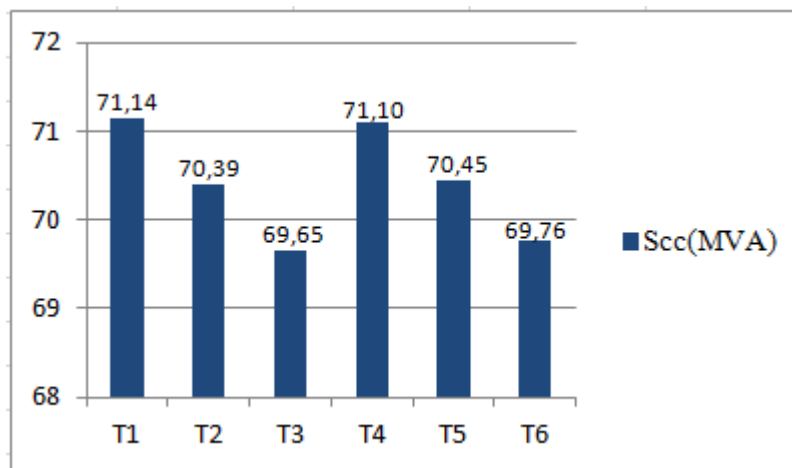


Ilustración 55: *S*_{cc} en nudos T escenario 3

Se observa que independientemente estén o no conectados los generadores fotovoltaicos, el rango, tanto de intensidad como de potencia total aportada en cada nudo en los distintos escenarios, es el mismo. Esto se explica con que la aportación de intensidad por parte de cada inversor es muy pequeña.

Con respecto a la aportación detallada de cada nudo, se reitera una vez más el mismo comportamiento que en los casos anteriores. La aportación de los inversores a la red es de 71,3 A. En este caso, al no tener PV1, PV2 y PV3, su aportación es de 0 A.

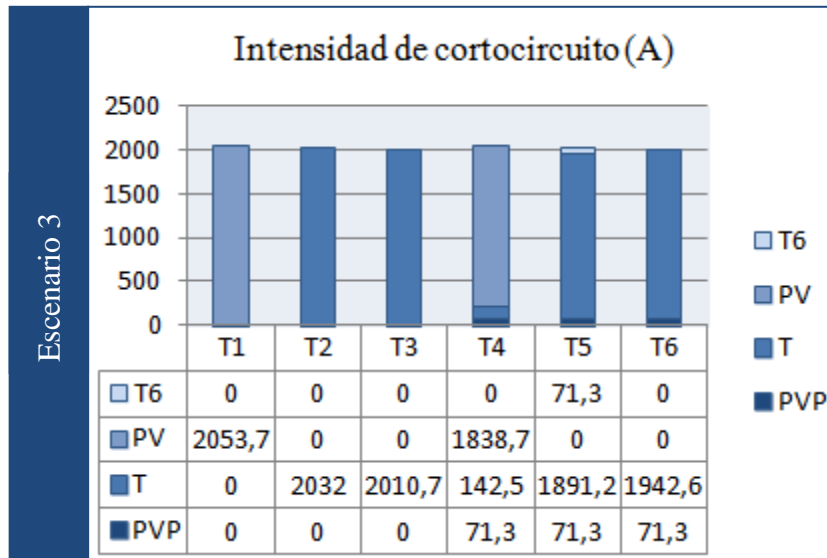


Ilustración 56: Cálculo 2 escenario 3

Se adjunta la gráfica para el *escenario 4*, en el cual no hay ningún inversor conectado. Los nudos T1 y T4 reciben únicamente I_{cc} por el lado de alta de la red, y después son éstos quienes van a proporcionar corriente a los nudos contiguos de generación fotovoltaica. T1 y T4 son los que presentan mayores valores y después van disminuyendo hasta llegar a los inversores más alejados del sistema.

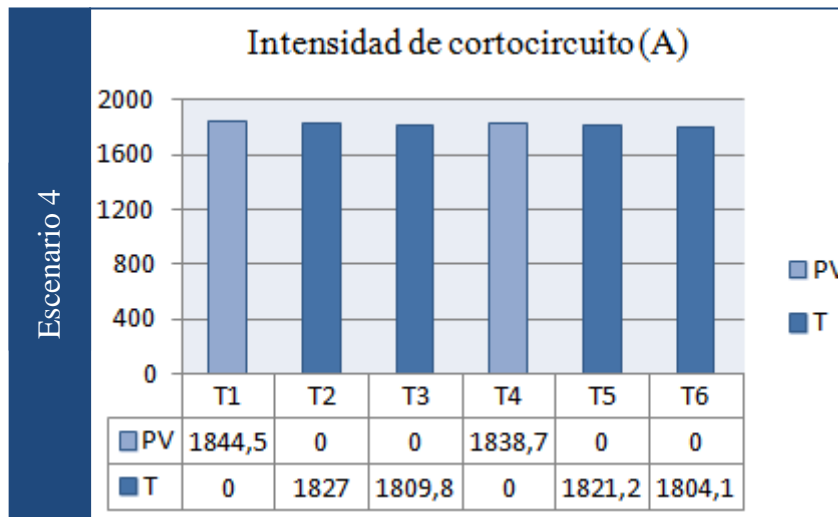


Ilustración 57: Cálculo 2 escenario 4

A continuación se adjuntan las gráficas referentes a la potencia e intensidad aportadas. Ambas presentan el mismo comportamiento que los casos anteriores, pero con valores más bajos ya que ahora la planta fotovoltaica se encuentra desconectada.

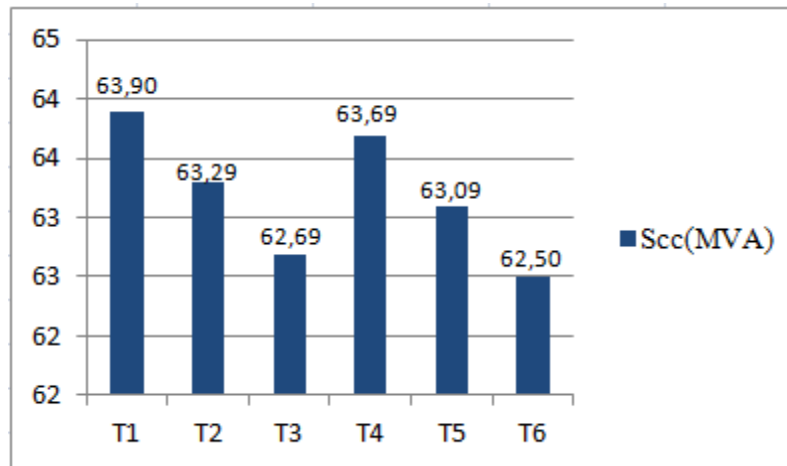


Ilustración 58: Scc en nudos T escenario 4

T1	T2	T3	T4	T5	T6
1844,50 A	1827,00 A	1809,80 A	1838,70 A	1804,10	2213,10 A

Tabla 32: Itotal en nudos T escenario 4

Comparando los cuatro escenarios, se concluye que a medida que se aumenta de escenario y, por tanto, que disminuyen los generadores conectados, las intensidades que circulan por la red son menores. De la misma manera se ve afectada la potencia de cortocircuito, existiendo una variación máxima de 14,65 MVA cuando se desconecta la planta solar fotovoltaica en su totalidad.

La aportación de cada inversor en cada nudo T siempre es la misma pero su valor ha disminuido respecto al *cálculo 1* ya que en este apartado el nudo de falta no está tan próximo a los inversores.

5.2.3.1.5 Resultados tercer análisis

En este apartado se muestran los resultados del aporte de potencia de cortocircuito en el resto de nudos de la red. En un primer lugar se presentan los resultados para el nudo PV, en segundo lugar, para el nudo GRID, LOAD y, finalmente, para el nudo INFINITE. Los datos se presentan en dos tipos de gráficos. El primero, un gráfico de barras, muestra los valores totales de Icc en cada nudo en amperios y, el

segundo, gráficos circulares que presentan la potencia aportada en MVA por cada nudo.

5.2.3.1.5.1 Cálculo en nudo PV

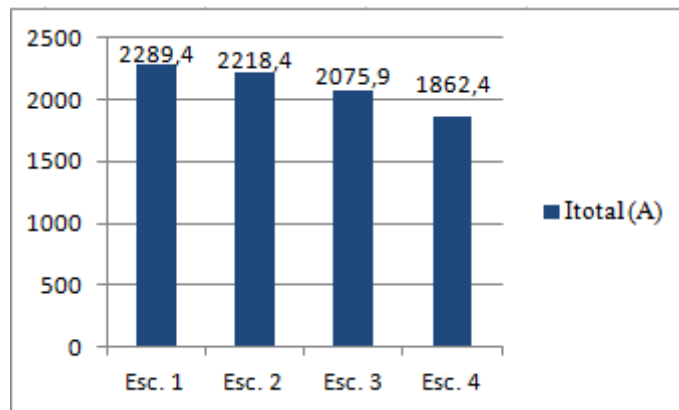


Ilustración 59: I_{total} nudo PV

En un primer lugar, en el *gráfico 59* se observa cómo la intensidad va disminuyendo del primer escenario al último. Cuando se encuentra la red eléctrica completa con la planta fotovoltaica la aportación es mayor. En el *escenario 2*, al desconectar un generador, se aprecia cómo la intensidad disminuye, y así sucesivamente si se van desconectando más generadores, hasta terminar en el *escenario 4* donde la planta fotovoltaica se encuentra desconectada. En el *escenario 1* se tiene una intensidad de 2289,4 A y en el *escenario 4*, al desconectar la planta entera y sabiendo que cada generador aporta 71,3 A, se tienen 1862,4 A.

Referente a la potencia de cortocircuito aportada, el comportamiento es el mismo que en las intensidades. Se comprueba que al tener más elementos conectados a la red, la potencia de cortocircuito que va a circular en caso de falta va a ser mayor y que en cuanto se desconectan elementos ésta disminuye.

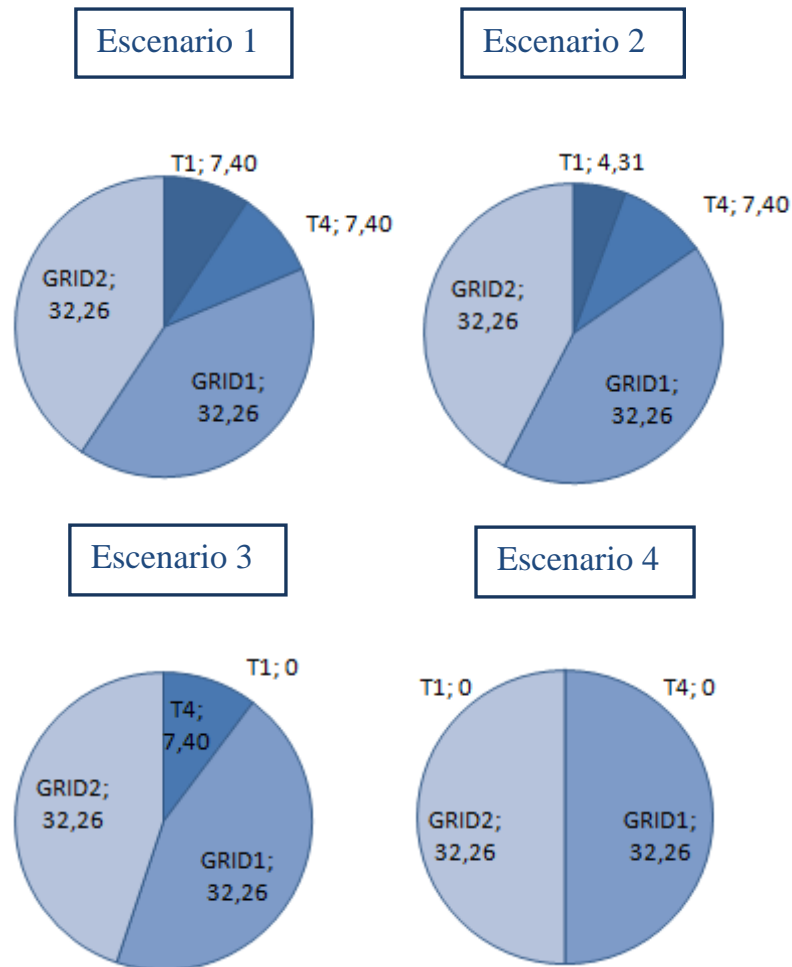


Ilustración 60: Cálculo 3 en nudo PV

En los gráficos circulares se muestran los valores de Scc en MVA de las aportaciones de manera individual que provienen de las líneas que se conectan al nudo PV. En este caso, en el lado que conecta la planta fotovoltaica se tienen los nudos T1 y T4, mientras que por el otro lado del nudo tenemos GRID1 y GRID2.

Comparando el *escenario 1* con el 2, todos los nudos aportan los mismos MVA, excepto en T1 del *escenario 2*, debido a que recibe menos potencia porque hay un inversor desconectado. En el tercer escenario no se recibe aportación por parte de T1 ya que no hay ningún inversor conectado a T1, y en el cuarto escenario no hay potencia aportada por la planta. La potencia que aporta la red es mayor y siempre la misma (64,52 MVA) y, al haber dos líneas que conectan PV con GRID, las dos aportan la misma potencia. La desconexión de la planta en su totalidad supone una disminución de potencia de 14,80 MVA en la red.

5.2.3.1.5.2 Cálculo en nudo GRID

En referencia a los cálculos para el nudo GRID, se observa que la ilustración adjuntada a continuación (*ilustración 61*) es igual que la gráfica adjuntada en el apartado a (*ilustración 59*). Los nudos PV y GRID reciben el mismo aporte de corriente de circuito cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo. Esto se debe a que ambos nudos se encuentran muy próximos y las pérdidas que hay por la líneas que los une son despreciables.

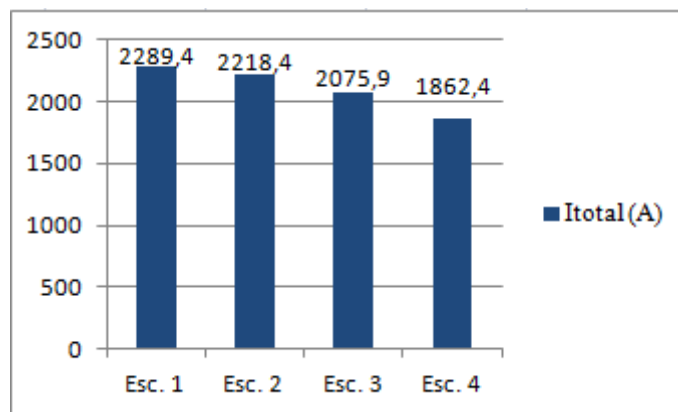


Ilustración 61: Itotal nudo GRID

Cuando ocurre una falta en este nudo únicamente se pueden recibir aportaciones de potencia de cortocircuito a través de las dos líneas que conectan con la planta fotovoltaica (PV1 y PV2) y la línea donde se conecta el nudo de demanda LOAD.

A continuación se adjuntan los resultados para cada uno de los 4 escenarios. El nudo que más potencia aporta es el nudo LOAD con 64,52 MVA. La potencia que proviene de la planta fotovoltaica va disminuyendo a medida que se desconectan generadores. La desconexión total de la planta supone en la red una disminución de 14,80 MVA, como en el caso anterior.

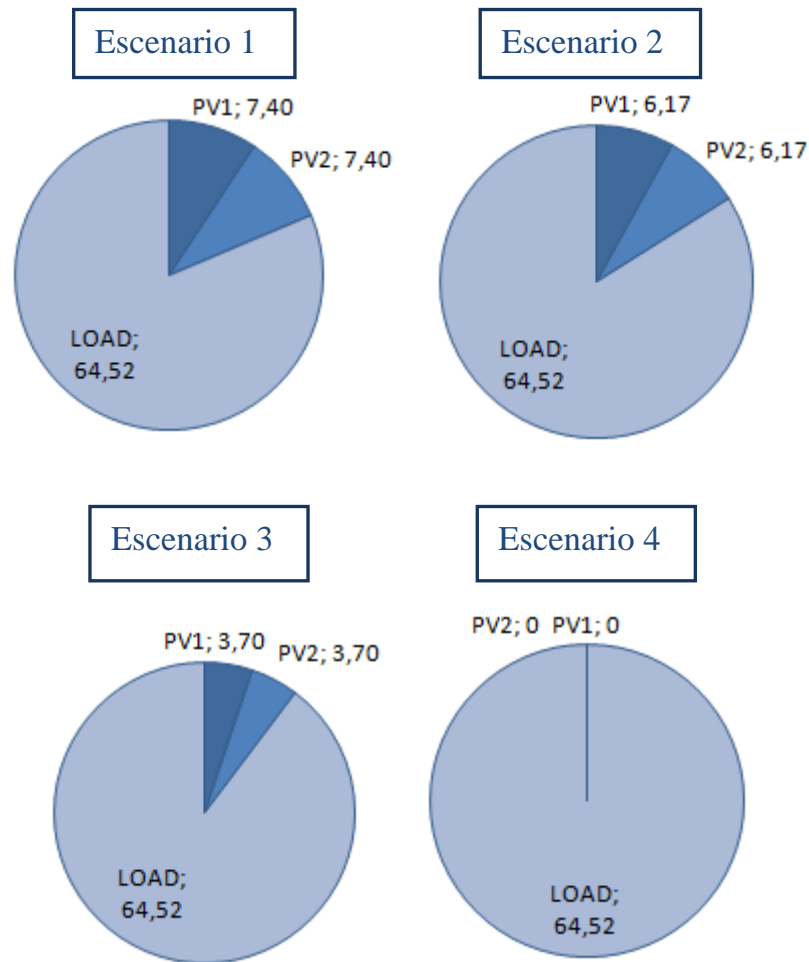


Ilustración 62: Cálculo 3 en nudo GRID

5.2.3.1.5.3 Cálculo en nudo LOAD

Para los dos apartados siguientes, únicamente se reciben aportaciones por parte de dos nudos. En este caso, cuando se da una falta en LOAD, se recibe corriente a través de la línea que une dicho nudo con el nudo INFINITE y con el nudo GRID. La gráfica adjunta a continuación refleja la intensidad de cortocircuito total. Una vez más, se observa cómo los amperios van disminuyendo a medida que se va desconectando la planta.

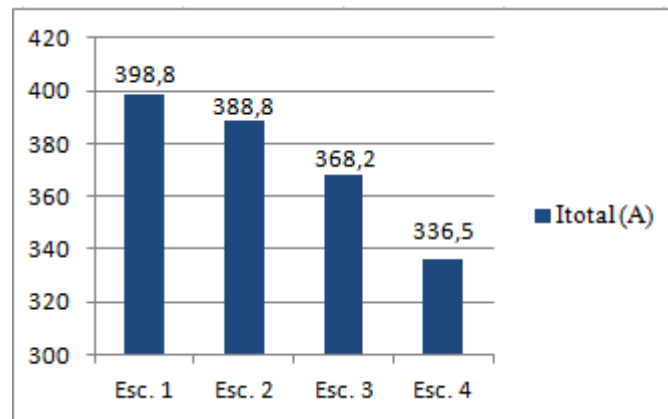
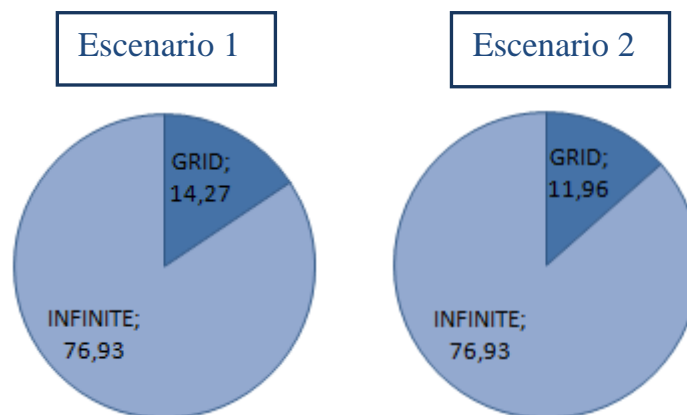


Ilustración 63: I_{total} nudo LOAD

Con respecto a los gráficos circulares, en todos los casos la mayor aportación a la falta proviene del nudo INFINITE. Se observa cómo la red infinita aporta más potencia que los inversores y su valor siempre es fijo y es de 76,93 MVA. La potencia que proporciona el nudo GRID comienza en 14,27 MVA y va disminuyendo hasta llegar a 0 MVA. El cambio de tener todos los generadores fotovoltaicos conectados a desconectarlos todos supone una variación de potencia de 14,27 MVA.



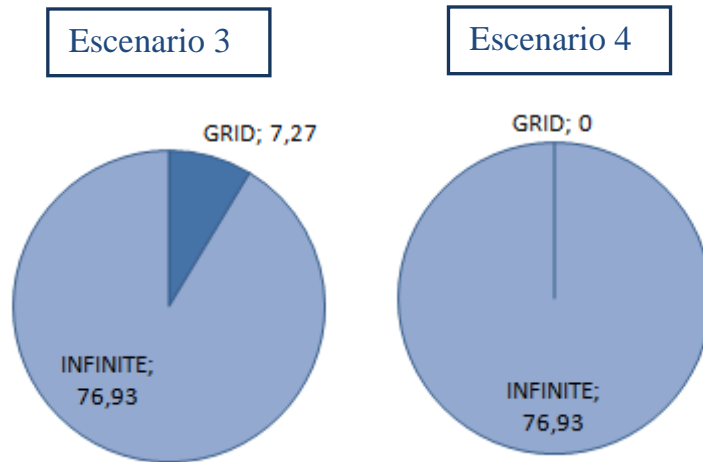


Ilustración 64: Cálculo 3 en nudo LOAD

5.2.3.1.5.4 Cálculo 3 nudo INFINITE

Finalmente, para terminar con esta sección 3, se presentan los resultados obtenidos de aportación de corriente de falta en el nudo INFINITE.

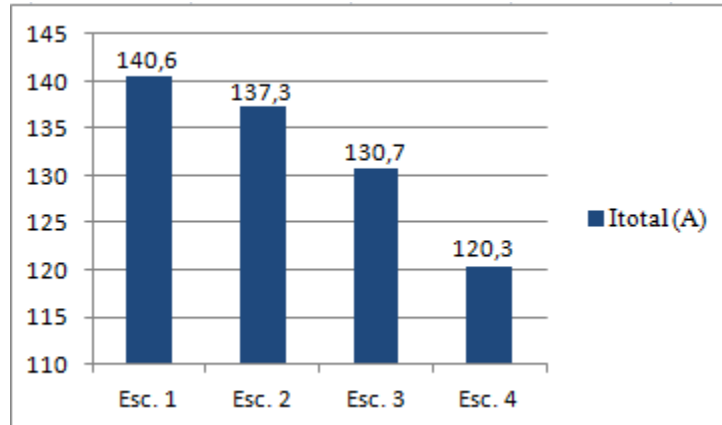


Ilustración 65: Itotal nudo INFINITE

La gráfica presenta el mismo comportamiento que las anteriores pero en este caso se alcanzan los valores más bajos de Icc, debido a que es en este nudo donde se encuentra el valor más elevado de tensión.

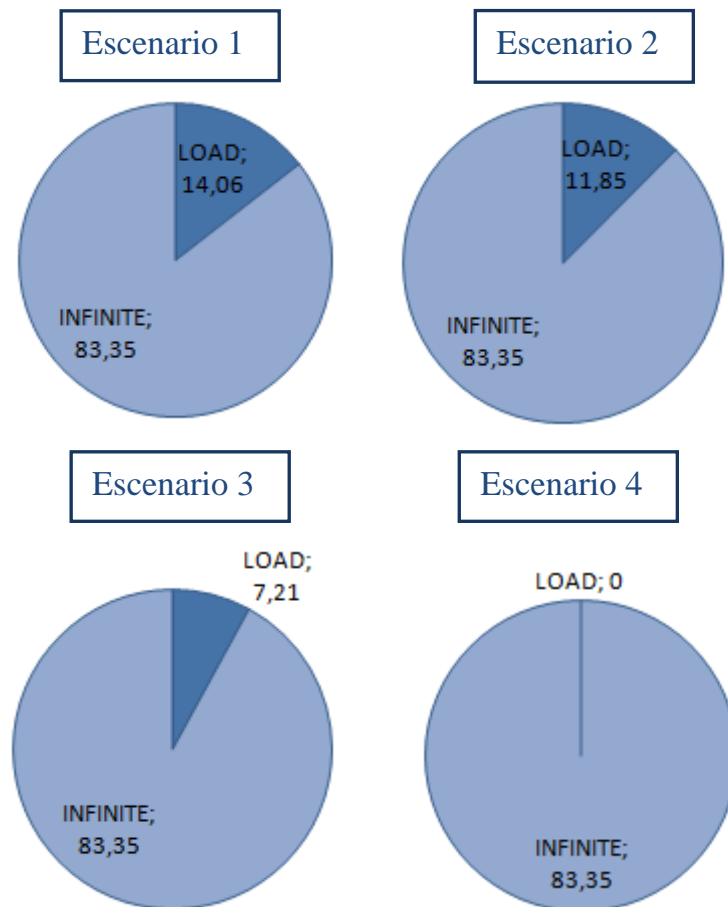


Ilustración 66: Cálculo 3 en nudo INFINITE

Del nudo LOAD provienen las intensidades más bajas, por tanto la potencia aportada a la falta será mayor por parte de la red infinita. La máxima Scc se da en el *escenario 1* y es de 97,41 MVA. La red infinita siempre aporta la misma potencia (83,35 MVA), por tanto, la aportación máxima de los inversores se corresponde con la diferencia, 14,06 MVA.

Comparando los casos de la sección 3, se concluye que a medida que nos alejamos de la planta fotovoltaica y nos acercamos a la red infinita las corrientes de cortocircuito disminuyen. También, la aportación de Icc que proviene de los inversores es menor de cada vez más que nos alejamos de ella.

Los valores más elevados de potencia se obtienen en el nudo INFINITE, al ser el nudo con mayor tensión nominal. La variación máxima de potencia total que se aporta al conectar la planta fotovoltaica es de 14 MVA. En la gráfica adjuntada a continuación se adjuntan los valores totales de potencia de cortocircuito por nudo y escenario:

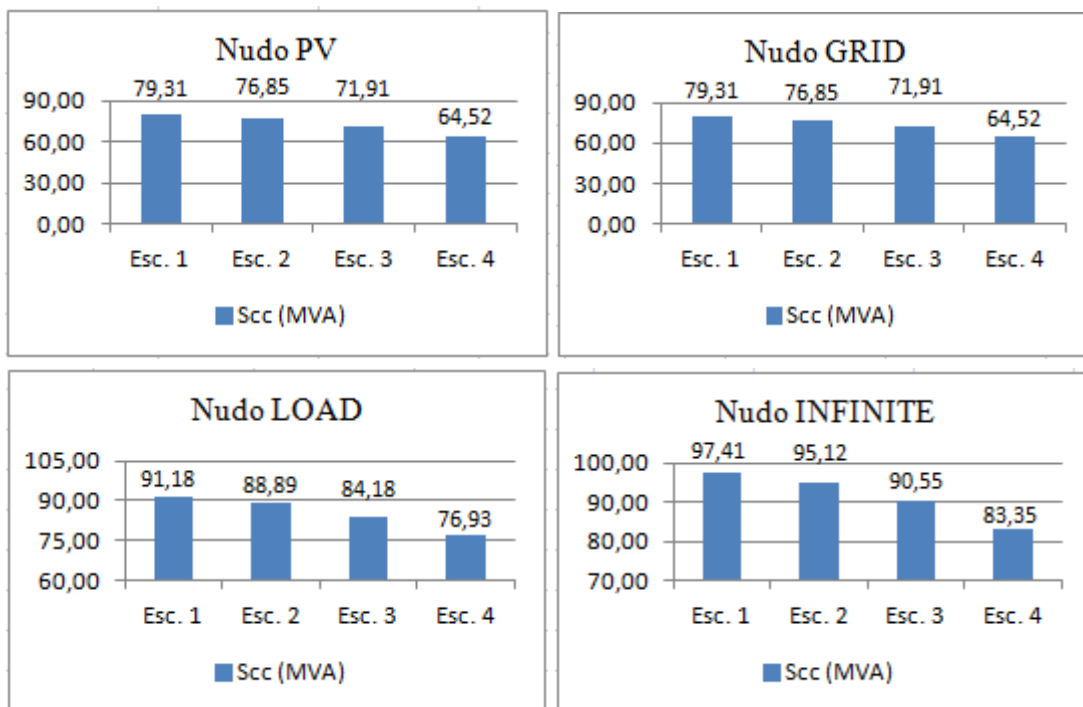


Ilustración 67: Scc en los nudos de red

6. Conclusiones

En este apartado se resumen las conclusiones a las que se ha llegado tras la realización de todas las simulaciones presentadas anteriormente.

En la primera parte del proyecto, tras definir la red eléctrica, se han hecho diferentes comprobaciones variando algunos parámetros de la red para comprobar su correcto funcionamiento. Se han llegado a las siguientes conclusiones:

- La variación de tensiones de consigna tanto de subida como de bajada, tiene un efecto directo del mismo tipo de variación en las tensiones de los nudos de demanda. Si se aumenta la tensión de consigna en los nudos PV, aumentan las tensiones de los nudos PQ, y al contrario.
- La variación de tensión de consigna también afecta a la variación de las pérdidas en las líneas. El motivo es porque al variar la tensión, varía la corriente que circula por las líneas y ésta afecta a la potencia.
- Al cambiar la tensión de los grupos generadores se produce una variación de la potencia reactiva de los generadores que provoca una recirculación de reactiva en la red.
- A medida que la recirculación por la red aumenta, aumentan también las pérdidas de potencia reactiva. Una recirculación excesiva afecta de manera negativa al sistema, por lo que el uso de elementos shunt resulta conveniente para compensar dicha potencia reactiva.
- Cuando se aumenta tanto la potencia activa como la reactiva en un nudo de demanda, aumenta la intensidad que circula por las líneas y, por lo tanto, se produce un aumento de las pérdidas en la red.

En la segunda parte del proyecto se ha realizado un estudio de la red tras sufrir diferentes faltas trifásicas en cada uno de los nudos para comprobar el aporte que proporciona la planta fotovoltaica a la red y, más concretamente cuánto aporta cada inversor fotovoltaico de manera individual.

- Cuando se produce una falta trifásica en un nudo, la intensidad de cortocircuito en ese nudo es mayor cuanto menor sea el nivel de tensión de ese nudo. La potencia de cortocircuito aportada dependerá de la tensión del nudo y de la corriente de cortocircuito.
- La intensidad total en cada nudo es menor cuando hay menos elementos conectados al sistema. El mismo comportamiento ocurre con la potencia de cortocircuito.

- Los valores de intensidades son muy elevados debido a la baja resistencia que presentan los elementos de red.
- Para un mismo nudo se alcanzan diferentes valores de corriente de cortocircuito dependiendo del nivel de tensión en el nudo en el momento de la falta. Se alcanzan intensidades mayores cuando la tensión previa a la falta es mayor. Si es menor, la intensidad será también menor.
- Cuando ocurre una falta se distinguen 3 momentos esenciales en función del tiempo. En primer lugar se tiene el régimen subtransitorio hasta 0,1s, donde se obtienen los valores máximos, después, el régimen transitorio y finalmente, se alcanza la estabilidad en el régimen permanente. En PSSE para distinguir en qué momento nos interesa realizar los cálculos se utilizan las impedancias subtransitoria, transitoria y síncrona, respectivamente.
- Resulta interesante estudiar de manera individual la aportación de potencia e intensidad en un mismo nudo por los diferentes elementos que lo forman. Se obtienen los valores más elevados de intensidad cuando tiene lugar una falta trifásica en un nudo fotovoltaico. Al analizar los nudos PV se ha comprobado que alrededor de un 3,5 % del total de la corriente proviene de los inversores. La máxima intensidad que aportan en régimen permanente es la nominal, que se corresponde con 2328 A. En cambio, para un tiempo menor de 0,1 s, la intensidad máxima es de $1,1 \cdot I_{\text{nominal}}$, que a su vez es el valor máximo que fija el fabricante de Power Electronics. Estos valores se programan con la electrónica de potencia de los inversores. En PSSE cada inversor se simula con un generador y su programación se lleva a cabo con las impedancias de cortocircuito del mismo. A menor resistencia, mayor es la intensidad.
- Cuando la falta se produce en cualquier nudo de red de no generación fotovoltaica, la intensidad aportada por cada inversor al nudo es mucho menor que el valor nominal. Exactamente, para este proyecto se corresponde con el 3,06 % de la intensidad nominal del inversor, es decir, la corriente que aporta cada inversor es de 71,3 A. El peor de los casos es cuando se tienen todos los generadores conectados y el máximo valor será de $71,3 \cdot 6 = 427,8$ A.
- Las mayores aportaciones de potencia, cuando se estudia de manera individual cada nudo, provienen de los elementos conectados a la red con mayores niveles de tensión y potencia.

- El efecto de conectar una planta solar fotovoltaica a la red eléctrica supone un aumento de 14 MVA en la red, que supone un 20 % de la potencia total (70 MVA), *tabla 27*, cuando ocurre una falta en un nudo de generación fotovoltaica. Cuando la falta ocurre en un nudo de no generación fotovoltaica el porcentaje disminuye ya que la potencia total en el nudo es mayor.

7. Bibliografía

- [1] UNEF. Unión Española Fotovoltaica, «La fotovoltaica hacia el liderazgo de la transición energética,» Jomagar, 2018.
- [2] M. Andreas, «ABB Reviv. Energía solar,» I+D y tecnología del Grupo ABB, Austria, 2015.
- [3] J. L. Escosa González y L. A. Germán Bes, *Guía técnica para la utilización de la energía solar fotovoltaica en las instalaciones de abastecimiento de agua potable*, Zaragoza: Instituto aragonés del agua, 2015.
- [4] Power Electronics, «Pure Energy. Solar Solutions,» Power Electronics, p. 55-90.
- [5] F. Fernández Bernal, Breve repaso de electrotecnia y transformadores, Universidad Pontificia de Comillas, 2015.
- [6] F. M. Echavarren Cerezo y A. Díaz Casado, Sistemas eléctricos de potencia 3^ºIEM. Apuntes sobre Flujo de Cargas, Madrid: Universidad Pontificia de Comillas, 2016.
- [7] Á. Sáiz Chicharro, Control de los Sistemas de Energía Eléctrica. Flujo de cargas, 2017.
- [8] Official Journal of the European Union, «Commission Regulation (EU) 2016/631, establishing a network code on requirements for grid connection of generators,» Brussels, 2016.
- [9] F. M. Echavarren Cerezo y A. D. Díaz Casado, Sistemas eléctricos de potencia 3^º IEM, Apuntes sobre redes trifásicas desequilibradas, 2016.
- [10] E. Martinez, «Estudio y análisis de fallas,» Academia. Available: https://www.academia.edu/4948348/7_CALCULO_DE_FALLAS.
- [11] G. L. Ferro, Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna, Facultad de ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata, 2015.

8. Anexos

En este apartado se presentan los códigos empleados en la simulación del proyecto únicamente para el análisis de contingencias.

1. Código PSSE para el cálculo de la intensidad de cortocircuito aportada en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo de la red eléctrica para el caso base y con reactancia síncrona

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)	
1	[PV1	0.6450]	AMP	65500.5 -89.76
101	[PV2	0.6450]	AMP	64880.1 -89.58
201	[PV3	0.6450]	AMP	64227.6 -89.39
301	[PV4	0.6450]	AMP	65307.6 -89.76
401	[PV5	0.6450]	AMP	64691.1 -89.58
501	[PV6	0.6450]	AMP	64042.5 -89.39
601	[T1	20.000]	AMP	2267.5 -89.74
701	[T2	20.000]	AMP	2244.3 -89.55
801	[T3	20.000]	AMP	2220.0 -89.34
901	[T4	20.000]	AMP	2260.3 -89.74
1001	[T5	20.000]	AMP	2237.3 -89.55
1101	[T6	20.000]	AMP	2213.1 -89.35
1201	[PV	20.000]	AMP	2289.4 -89.92
1301	[GRID	20.000]	AMP	2289.4 -89.99
1401	[LOAD	132.00]	AMP	398.8 -89.99
1501	[INFINITE	400.00]	AMP	140.6 -89.99

2. Código PSSE de las aportaciones de intensidad de cortocircuito en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo, caso base y reactancia síncrona

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

```

AT BUS 1 [PV1 0.6450] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 1 [PV1 0.6450] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/0.372/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.005816+j1.366567, 234.98100
X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
SYNCHRONOUS MACHINE 1 AMP/PU 2216.5 -90.00 2216.5 -90.00 2216.5 150.00 2216.5 30.00
601 [T1 20.000] 11 AMP/PU 63284.1 -89.75 63284.1 -89.75 63284.1 150.25 63284.1 30.25 0.006230 1.314429210.97842
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 65500.5 -89.76 65500.5 -89.76 65500.5 150.24 65500.5 30.24
-----
AT BUS 101 [PV2 0.6450] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 101 [PV2 0.6450] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/0.372/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.010151+j1.379611, 135.91148
X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
SYNCHRONOUS MACHINE 1 AMP/PU 2216.5 -90.00 2216.5 -90.00 2216.5 150.00 2216.5 30.00
701 [T2 20.000] 11 AMP/PU 62663.7 -89.56 62663.7 -89.56 62663.7 150.44 62663.7 30.44 0.010882 1.328405122.07841
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 64880.1 -89.58 64880.1 -89.58 64880.1 150.42 64880.1 30.42
-----
AT BUS 201 [PV3 0.6450] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 201 [PV3 0.6450] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/0.372/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.014799+j1.393586, 94.16667
X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
SYNCHRONOUS MACHINE 1 AMP/PU 2216.5 -90.00 2216.5 -90.00 2216.5 150.00 2216.5 30.00
801 [T3 20.000] 11 AMP/PU 62011.2 -89.37 62011.2 -89.37 62011.2 150.63 62011.2 30.63 0.015876 1.343389 84.61797
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 64227.6 -89.39 64227.6 -89.39 64227.5 150.61 64227.5 30.61
-----
AT BUS 301 [PV4 0.6450] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 301 [PV4 0.6450] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/0.372/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.005812+j1.370604, 235.82779
X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
SYNCHRONOUS MACHINE 1 AMP/PU 2216.5 -90.00 2216.5 -90.00 2216.5 150.00 2216.5 30.00
901 [T4 20.000] 11 AMP/PU 63091.2 -89.75 63091.2 -89.75 63091.2 150.25 63091.2 30.25 0.006227 1.318754211.76591
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 65307.6 -89.76 65307.6 -89.76 65307.6 150.24 65307.6 30.24
-----
AT BUS 401 [PV5 0.6450] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 401 [PV5 0.6450] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/0.372/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.010145+j1.383641, 136.38583
X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
SYNCHRONOUS MACHINE 1 AMP/PU 2216.5 -90.00 2216.5 -90.00 2216.5 150.00 2216.5 30.00

```

1001 [T5 20.000] 1 1 AMP/PU 62474.7 -89.57 62474.7 -89.57 62474.7 150.44 62474.7 30.44 0.010878 1.332726122.51964
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 64691.1 -89.58 64691.1 -89.58 64691.1 150.42 64691.1 30.42

AT BUS 501 [PV6 0.6450] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 501 [PV6 0.6450] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/0.372/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.014792+j1.397614, 94.48187

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
SYNCHRONOUS MACHINE 1 AMP/PU 2216.5 -90.00 2216.5 -90.00 2216.5 150.00 2216.5 30.00
1101 [T6 20.000] 1 1 AMP/PU 61826.1 -89.37 61826.1 -89.37 61826.1 150.63 61826.1 30.63 0.015872 1.347710 84.91130
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 64042.5 -89.39 64042.5 -89.39 64042.5 150.61 64042.5 30.61

AT BUS 601 [T1 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 601 [T1 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.005844+j1.273095, 217.82848

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
1 [PV1 0.6450] 1 1 AMP/PU 71.3 -90.00 71.3 -90.00 71.3 150.00 71.3 30.00 -0.0000040.384617 9999.999
701 [T2 20.000] 1 1 AMP/PU 142.5 -89.98 142.5 -89.98 142.5 150.02 142.5 30.02 0.00125020.246058 9999.999
1201 [PV 20.000] 1 1 AMP/PU 2053.7 -89.71 2053.7 -89.71 2053.7 150.29 2053.7 30.29 0.002095 1.390615663.93616
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 2267.5 -89.74 2267.5 -89.74 2267.5 150.26 2267.5 30.26

AT BUS 701 [T2 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 701 [T2 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.010201+j1.286204, 126.08439

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
101 [PV2 0.6450] 1 1 AMP/PU 71.3 -90.00 71.3 -90.00 71.3 150.00 71.3 30.00 -0.0000040.384617 9999.999
601 [T1 20.000] 1 1 AMP/PU 2101.7 -89.52 2101.7 -89.52 2101.7 150.49 2101.7 30.49 0.006626 1.358451205.00655
801 [T3 20.000] 1 1 AMP/PU 71.3 -89.99 71.3 -89.99 71.3 150.01 71.3 30.01 0.0000040.484615 9999.999
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 2244.3 -89.55 2244.3 -89.55 2244.3 150.45 2244.3 30.45

AT BUS 801 [T3 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 801 [T3 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.014873+j1.300249, 87.42622

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
201 [PV3 0.6450] 1 1 AMP/PU 71.3 -90.00 71.3 -90.00 71.3 150.00 71.3 30.00 -0.0000040.384617 9999.999
701 [T2 20.000] 1 1 AMP/PU 2148.7 -89.32 2148.7 -89.32 2148.7 150.68 2148.7 30.68 0.010876 1.328389122.14029
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 2220.0 -89.34 2220.0 -89.34 2220.0 150.66 2220.0 30.66

AT BUS 901 [T4 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 901 [T4 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.005841+j1.277152, 218.66418

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
301 [PV4 0.6450] 1 1 AMP/PU 71.3 -90.00 71.3 -90.00 71.3 150.00 71.3 30.00 -0.0000040.384617 9999.999
1001 [T5 20.000] 1 1 AMP/PU 142.5 -89.98 142.5 -89.98 142.5 150.02 142.5 30.02 0.00125020.246058 9999.999
1201 [PV 20.000] 1 1 AMP/PU 2046.5 -89.71 2046.5 -89.71 2046.5 150.29 2046.5 30.29 0.002094 1.390563663.94214
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 2260.3 -89.74 2260.3 -89.74 2260.3 150.26 2260.3 30.26

AT BUS 1001 [T5 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 1001 [T5 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.010195+j1.290255, 126.55317

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
401 [PV5 0.6450] 1 1 AMP/PU 71.3 -90.00 71.3 -90.00 71.3 150.00 71.3 30.00 -0.0000040.384617 9999.999
901 [T4 20.000] 1 1 AMP/PU 2094.7 -89.52 2094.7 -89.52 2094.7 150.48 2094.7 30.48 0.006625 1.363072205.75522
1101 [T6 20.000] 1 1 AMP/PU 71.3 -89.99 71.3 -89.99 71.3 150.01 71.3 30.01 0.0000040.484615 9999.999
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I"K)(RMS) AMP 2237.3 -89.55 2237.3 -89.55 2237.3 150.45 2237.3 30.45

AT BUS 1101 [T6 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 1101 [T6 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (KV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (KV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.014866+j1.304297, 87.73834

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+/ AN(I+) /IA/ AN(IA) /IB/ AN(IB) /IC/ AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R

501 [PV6 0.6450] 1 1 AMP/PU 71.3 -90.00 71.3 -90.00 71.3 150.00 71.3 30.00 -0.0000040.384617 9999.999
1001 [T5 20.000] 1 1 AMP/PU 2141.8 -89.33 2141.8 -89.33 2141.8 150.67 2141.8 30.67 0.010872 1.332710122.58215
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I¹k)(RMS) AMP 2213.1 -89.35 2213.1 -89.35 2213.1 150.65 2213.1 30.65

AT BUS 1201 [PV 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 1201 [PV 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (kV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (kV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.001790+j1.260906, 704.55566

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+ AN(I+) /IA AN(IA) /IB AN(IB) /IC AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
601 [T1 20.000] 1 1 AMP/PU 213.5 -89.97 213.5 -89.97 213.5 150.03 213.5 30.03 0.00277613.5032024864.5156
901 [T4 20.000] 1 1 AMP/PU 213.5 -89.97 213.5 -89.97 213.5 150.03 213.5 30.03 0.00277613.5032024864.5156
1301 [GRID 20.000] 1 1 AMP/PU 931.2 -89.91 931.2 -89.91 931.2 150.09 931.2 30.09 0.000000 3.100000 9999.999
1301 [GRID 20.000] 1 2 AMP/PU 931.2 -89.91 931.2 -89.91 931.2 150.09 931.2 30.09 0.000000 3.100000 9999.999
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I¹k)(RMS) AMP 2289.4 -89.92 2289.4 -89.92 2289.4 150.08 2289.4 30.08

AT BUS 1301 [GRID 20.000] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 1301 [GRID 20.000] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (kV L-G) VA:/11.547/0.00
POST FAULT (kV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.000222+j1.260903, 5674.1099

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+ AN(I+) /IA AN(IA) /IB AN(IB) /IC AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
1201 [PV 20.000] 1 1 AMP/PU 213.5 -89.95 213.5 -89.95 213.5 150.05 213.5 30.05 0.00777613.5207021738.8053
1201 [PV 20.000] 1 2 AMP/PU 213.5 -89.95 213.5 -89.95 213.5 150.05 213.5 30.05 0.00777613.5207021738.8053
1401 [LOAD 132.00] 1 1 AMP/PU 1862.4 -90.00 1862.4 -90.00 1862.4 150.00 1862.4 30.00 -0.00000 1.300000 9999.999
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I¹k)(RMS) AMP 2289.4 -89.99 2289.4 -89.99 2289.4 150.01 2289.4 30.01

AT BUS 1401 [LOAD 132.00] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 1401 [LOAD 132.00] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (kV L-G) VA:/76.210/0.00
POST FAULT (kV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.000156+j1.096639, 7015.4663

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+ AN(I+) /IA AN(IA) /IB AN(IB) /IC AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
1301 [GRID 20.000] 1 1 AMP/PU 62.4 -89.95 62.4 -89.95 62.4 150.05 62.4 30.05 0.006388 6.7603561058.3016
1501 [INFINITE 400.00] 1 1 AMP/PU 336.5 -90.00 336.5 -90.00 336.5 150.00 336.5 30.00 0.000000 1.200000 9999.999
TO LOAD 1 AMP/PU 0.0 0.00 0.0 0.00 0.0 0.00 0.0 0.00
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I¹k)(RMS) AMP 398.8 -89.99 398.8 -89.99 398.8 150.01 398.8 30.01

AT BUS 1501 [INFINITE 400.00] AREA 1 *** FAULTED BUS IS: 1501 [INFINITE 400.00] *** 0 LEVELS AWAY ***
PRE FAULT (kV L-G) VA:/230.940/0.00
POST FAULT (kV L-G) V+:/0.000/0.00 VA:/0.000/0.00 VB:/0.000/0.00 VC:/0.000/0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.000133+j1.026722, 7708.5005

X-----THREE PHASE FAULT-----X
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z /I+ AN(I+) /IA AN(IA) /IB AN(IB) /IC AN(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
1 AMP/PU 120.3 -90.00 120.3 -90.00 120.3 150.00 120.3 30.00
1401 [LOAD 132.00] 1 1 AMP/PU 20.3 -89.95 20.3 -89.95 20.3 150.05 20.3 30.05 0.006388 7.0103561097.4380
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I¹k)(RMS) AMP 140.6 -89.99 140.6 -89.99 140.6 150.01 140.6 30.01

3. Código PSSE para el cálculo de la intensidad de cortocircuito aportada en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo de la red eléctrica para el caso 1 a, con reactancia síncrona

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.01 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)	
1	[PV1	0.6450]	AMP	66155.5 -89.76
101	[PV2	0.6450]	AMP	65528.9 -89.58
201	[PV3	0.6450]	AMP	64869.8 -89.39
301	[PV4	0.6450]	AMP	65960.7 -89.76
401	[PV5	0.6450]	AMP	65338.0 -89.58
501	[PV6	0.6450]	AMP	64682.9 -89.39
601	[T1	20.000]	AMP	2290.2 -89.74
701	[T2	20.000]	AMP	2266.8 -89.55
801	[T3	20.000]	AMP	2242.2 -89.34
901	[T4	20.000]	AMP	2282.9 -89.74
1001	[T5	20.000]	AMP	2259.7 -89.55
1101	[T6	20.000]	AMP	2235.3 -89.35
1201	[PV	20.000]	AMP	2312.3 -89.92
1301	[GRID	20.000]	AMP	2312.3 -89.99
1401	[LOAD	132.00]	AMP	402.8 -89.99
1501	[INFINITE	400.00]	AMP	142.0 -89.99

4. Código PSSE para el cálculo de la intensidad de cortocircuito aportada en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo de la red eléctrica para el caso 1 b, con reactancia síncrona

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 0.99 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/	AN(I+)
1	[PV1	0.6450] AMP	64845.5	-89.76
101	[PV2	0.6450] AMP	64231.3	-89.58
201	[PV3	0.6450] AMP	63585.3	-89.39
301	[PV4	0.6450] AMP	64654.5	-89.76
401	[PV5	0.6450] AMP	64044.2	-89.58
501	[PV6	0.6450] AMP	63402.0	-89.39
601	[T1	20.000] AMP	2244.8	-89.74
701	[T2	20.000] AMP	2221.9	-89.55
801	[T3	20.000] AMP	2197.8	-89.34
901	[T4	20.000] AMP	2237.7	-89.74
1001	[T5	20.000] AMP	2214.9	-89.55
1101	[T6	20.000] AMP	2191.0	-89.35
1201	[PV	20.000] AMP	2266.5	-89.92
1301	[GRID	20.000] AMP	2266.5	-89.99
1401	[LOAD	132.00] AMP	394.9	-89.99
1501	[INFINITE	400.00] AMP	139.2	-89.99

5. Código PSSE para el cálculo de la intensidad de cortocircuito aportada en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo de la red eléctrica para el caso base y con reactancia subsíncrona

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)	
1	[PV1	0.6450]	AMP	74269.1 -89.72
101	[PV2	0.6450]	AMP	73472.4 -89.52
201	[PV3	0.6450]	AMP	72636.8 -89.31
301	[PV4	0.6450]	AMP	74021.1 -89.72
401	[PV5	0.6450]	AMP	73230.1 -89.52
501	[PV6	0.6450]	AMP	72400.2 -89.31
601	[T1	20.000]	AMP	2596.5 -89.70
701	[T2	20.000]	AMP	2566.2 -89.48
801	[T3	20.000]	AMP	2534.4 -89.25
901	[T4	20.000]	AMP	2587.1 -89.70
1001	[T5	20.000]	AMP	2557.0 -89.48
1101	[T6	20.000]	AMP	2525.4 -89.25
1201	[PV	20.000]	AMP	2625.4 -89.91
1301	[GRID	20.000]	AMP	2625.4 -89.99
1401	[LOAD	132.00]	AMP	468.4 -89.99
1501	[INFINITE	400.00]	AMP	167.3 -89.99

6. Código PSSE para el cálculo de la intensidad de cortocircuito aportada en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo de la red eléctrica para el caso 1 a, con reactancia subsíncrona

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.01 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)	
1	[PV1	0.6450]	AMP	75011.8 -89.72
101	[PV2	0.6450]	AMP	74207.1 -89.52
201	[PV3	0.6450]	AMP	73363.2 -89.31
301	[PV4	0.6450]	AMP	74761.3 -89.72
401	[PV5	0.6450]	AMP	73962.4 -89.52
501	[PV6	0.6450]	AMP	73124.2 -89.31
601	[T1	20.000]	AMP	2622.5 -89.70
701	[T2	20.000]	AMP	2591.8 -89.48
801	[T3	20.000]	AMP	2559.8 -89.25
901	[T4	20.000]	AMP	2612.9 -89.70
1001	[T5	20.000]	AMP	2582.5 -89.48
1101	[T6	20.000]	AMP	2550.7 -89.25
1201	[PV	20.000]	AMP	2651.6 -89.91
1301	[GRID	20.000]	AMP	2651.6 -89.99
1401	[LOAD	132.00]	AMP	473.1 -89.99
1501	[INFINITE	400.00]	AMP	169.0 -89.99

7. Código PSSE para el cálculo de la intensidad de cortocircuito aportada en cada nudo cuando ocurre una falta trifásica en cada nudo de la red eléctrica para el caso 1 b, con reactancia subsíncrona

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 0.99 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/	AN(I+)
1	[PV1	0.6450]	AMP	73526.4 -89.72
101	[PV2	0.6450]	AMP	72737.6 -89.52
201	[PV3	0.6450]	AMP	71910.5 -89.31
301	[PV4	0.6450]	AMP	73280.9 -89.72
401	[PV5	0.6450]	AMP	72497.8 -89.52
501	[PV6	0.6450]	AMP	71676.2 -89.31
601	[T1	20.000]	AMP	2570.6 -89.70
701	[T2	20.000]	AMP	2540.5 -89.48
801	[T3	20.000]	AMP	2509.1 -89.25
901	[T4	20.000]	AMP	2561.2 -89.70
1001	[T5	20.000]	AMP	2531.4 -89.48
1101	[T6	20.000]	AMP	2500.2 -89.25
1201	[PV	20.000]	AMP	2599.1 -89.91
1301	[GRID	20.000]	AMP	2599.1 -89.99
1401	[LOAD	132.00]	AMP	463.7 -89.99
1501	[INFINITE	400.00]	AMP	165.7 -89.99

8. Código PSSE para el cálculo de la matriz síncrona para el análisis de contingencias

Diagonals = 16 Off-diagonals = 15 Maximum size = 30
Positive sequence network: Diagonals = 16 Off-diagonals = 15

Output completed

Using machine R and Xs from fault analysis data

Diagonals = 16 Off-diagonals = 15 Maximum size = 30
Positive sequence network: Diagonals = 16 Off-diagonals = 15

Negative sequence network: Diagonals = 16 Off-diagonals = 15

Diagonals = 16 Off-diagonals = 7 Maximum size = 14
Zero sequence network: Diagonals = 16 Off-diagonals = 7

9. Código PSSE para el cálculo de la matriz subsíncrona para el análisis de contingencias

Using machine R and Xs from fault analysis data

Diagonals = 16 Off-diagonals = 15 Maximum size = 30

Positive sequence network: Diagonals = 16 Off-diagonals = 15

Negative sequence network: Diagonals = 16 Off-diagonals = 15

Diagonals = 16 Off-diagonals = 7 Maximum size = 14

Zero sequence network: Diagonals = 16 Off-diagonals = 7

10. Código PSSE para el análisis de contingencias para el escenario 2

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)	
1	[PV1	0.6450]	AMP	63589.6 -89.75
101	[PV2	0.6450]	AMP	62964.2 -89.56
301	[PV4	0.6450]	AMP	63452.3 -89.76
401	[PV5	0.6450]	AMP	62872.8 -89.59
501	[PV6	0.6450]	AMP	62261.3 -89.41
601	[T1	20.000]	AMP	2196.3 -89.73
701	[T2	20.000]	AMP	2173.0 -89.53
801	[T3	20.000]	AMP	2148.7 -89.32
901	[T4	20.000]	AMP	2191.2 -89.74
1001	[T5	20.000]	AMP	2169.7 -89.56
1101	[T6	20.000]	AMP	2147.0 -89.37
1201	[PV	20.000]	AMP	2218.4 -89.92
1301	[GRID	20.000]	AMP	2218.4 -89.99
1401	[LOAD	132.00]	AMP	388.8 -89.99
1501	[INFINITE	400.00]	AMP	137.3 -89.99

11. Código PSSE para el análisis de contingencias para el escenario 3

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT					
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)		
301	[PV4	0.6450]	AMP	59702.2	-89.77
401	[PV5	0.6450]	AMP	59194.0	-89.61
501	[PV6	0.6450]	AMP	58654.3	-89.44
601	[T1	20.000]	AMP	2053.7	-89.71
701	[T2	20.000]	AMP	2032.0	-89.51
801	[T3	20.000]	AMP	2010.7	-89.32
901	[T4	20.000]	AMP	2052.4	-89.75
1001	[T5	20.000]	AMP	2033.7	-89.58
1101	[T6	20.000]	AMP	2013.9	-89.40
1201	[PV	20.000]	AMP	2075.9	-89.91
1301	[GRID	20.000]	AMP	2075.9	-90.00
1401	[LOAD	132.00]	AMP	368.2	-90.00
1501	[INFINITE	400.00]	AMP	130.7	-90.00

12. Código PSSE para el análisis de contingencias para el escenario 4

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGE ON FAULTED BUS TO 1.00 PU AT 0 PHASE SHIFT ANGLE
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SYNCHRONOUS
- SET INDUCTION MACHINE POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

THREE PHASE FAULT				
X-----	BUS	-----X	/I+/ AMP	AN(I+) ANGLE
601	[T1	20.000]	1844.5	-89.73
701	[T2	20.000]	1827.0	-89.55
801	[T3	20.000]	1809.8	-89.37
901	[T4	20.000]	1838.7	-89.73
1001	[T5	20.000]	1821.2	-89.55
1101	[T6	20.000]	1804.1	-89.37
1201	[PV	20.000]	1862.4	-89.91
1301	[GRID	20.000]	1862.4	-90.00
1401	[LOAD	132.00]	336.5	-90.00
1501	[INFINITE	400.00]	120.3	-90.00