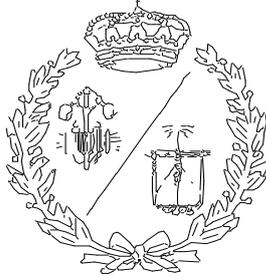


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA
CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED
ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON**
(METHODOLOGY FOR THE ASSESSMENT OF MAXIMUM
GRID ACCESS CAPACITY USING PSS/E AND PYTHON)

Para acceder al Título de

**GRADUADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

Autor: Andoni Urionabarrenetxea Aja

Julio – 2022

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	1
ÍNDICE DE FIGURAS.....	3
ÍNDICE DE TABLAS	4
1 Introducción	5
1.1 Resumen	5
2 Abstract	6
3 Contexto	7
3.1 Planificación Energética	7
3.2 Sistema eléctrico de potencia.....	13
3.3 Análisis de la integración de las energías renovables en el sistema	15
3.3.1 Dificultades de integración de las energías renovales	16
3.3.2 Consideraciones para la integración de energía renovables.....	18
4 Objetivos y alcance.....	22
5 Herramienta software a utilizar	23
5.1 PSS/E	24
5.2 PYTHON.....	25
6 Estado del arte.....	26
6.1 Criterios de potencia de cortocircuito	26
6.1.1 Fortaleza de red.....	27
6.1.2 Factores utilizados para caracterizar la fortaleza de red.....	29
6.2 Metodología para determinar la capacidad de acceso a red	33
7 Análisis y simulación de escenarios	40
7.1 Escenario base IEEE 30 bus system	40
8 Simulación del escenario base	44
8.1 Análisis estático	45
8.1.1 Flujos de carga	45
8.1.2 Potencia de cortocircuito S_{cc}	48
8.2 Análisis dinámico	50
8.3 Otros análisis: Zonas de influencia.....	61
8.4 Otros análisis: Bolsa de nudos.....	68
8.5 Obtenemos: Índices WSCR y SCR	73

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

8.6 Obtenemos: Capacidad de acceso a la red 74

9 Conclusiones 78

10 Referencias 80

ANEXOS 82

ANEXO 1: Código Python completo..... 82

1 Código Python 82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama de flujo de la estructura a seguir en el proyecto.	6
Figura 2. Consumo eléctrico en España entre 1980-2021.	8
Figura 3 % de energía procedente de fuentes renovables en 2018. (Fuente: Eurostat)	9
Figura 4 Comparativa, en %, procedencia de la generación eléctrica nacional.(Fuente :REE) ..10	
Figura 5. Principios fundamentales de la planificación 2021-2026. (Fuente: REE)	11
Figura 6 Estructura de un sistema eléctrico de potencia. (Fuente: REE).....	13
Figura 7 Atlas eólico de España. (Fuente : Ministerio de Industria, Turismo y Comercio).....	16
Figura 8 Mapa de radiación anual 2005 – 2007. (Fuente: Instituto geográfico nacional).....	17
Figura 9 Mapa de interconexiones europeas existentes. (Fuente: REE, Interconexión eléctrica por el Golfo de Bizkaia)	18
Figura 10 Curva tensión-tiempo huecos que deben soportar las instalaciones eólicas. (Fuente: REE)	19
Figura 11 Pantalla principal PSS/E versión 35.1 (64 bit).....	25
Figura 12 Pantalla inicial del interprete PyScripter.	26
Figura 13 Circuito equivalente de un generador conectado a la red.....	28
Figura 14 Nudo ficticio con el conjunto de MPEs. (Fuente: REE)	31
Figura 15 Sistema con varios MPE. (Fuente: REE).....	32
Figura 16 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso.	34
Figura 17 Determinación del MIIF que existe entre dos buses. (Fuente: Documento CIGRE B4)	35
Figura 18 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso. (Fuente: REE)	35
Figura 19 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso.	37
Figura 20 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso. (Fuente: REE)	38
Figura 21 Diagrama IEE 30 bus system creado en el PSS/E.	41
Figura 22 Esquema de la clasificación según tipología de uso.....	42
Figura 23 Diagrama unifilar del circuito equivalente de Thevenin usado por PSS/E. (Fuente: Transient Fault Current Derivation 1/07/2002)	49
Figura 24 Valores, según PSS/E, de corrientes de cortocircuito según la falta generada.....	50
Figura 25 Diagrama unifilar del circuito equivalente de Thevenin usado por PSS/E. (Fuente: Transient Fault Current Derivation 1/07/2002)	51
Figura 26 Capacidad máxima de acceso a la red según los índices MIIFumbral impuestos.	76
Figura 27 Capacidad máxima de acceso a la red según los índices MIIFumbral impuestos.	76
Figura 28 $\Delta PMPE$ teórica según los índices MIIFumbral impuestos.	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos característicos de los buses del sistema base.....	43
Tabla 2 Datos característicos de los buses del sistema base.....	46
Tabla 3 Datos característicos de los buses generadores del sistema base.....	47
Tabla 4 Datos característicos de los buses del sistema base.....	48
Tabla 5 Datos característicos de los buses del sistema base.....	50
Tabla 6 Datos característicos de los buses del sistema base.....	52
Tabla 7 . ΔV_{buse} generado por una falta en busn (Bus 1-7).....	54
Tabla 8 . ΔV_{buse} generado por una falta en busn (Bus 8-14).....	56
Tabla 9 . ΔV_{buse} generado por una falta en busn (Bus 15-22).....	58
Tabla 10 . ΔV_{buse} generado por una falta en busn (Bus 23-30).....	60
Tabla 11 Matriz MIIFe,n. de los buses 1-7.....	62
Tabla 12 Matriz MIIFe,n. de los buses 8-14.....	64
Tabla 13 Matriz MIIFe,n. de los buses 15-22.....	66
Tabla 14 Matriz MIIFe,n. de los buses 23-30.....	67
Tabla 15 Bolsa de nudos con los MIIFumbral elegidos [0,95 a 0,55].....	70
Tabla 16 Bolsa de nudos con el mínimo MIIFumbral elegido [MIIFumbral = 0,35].....	73
Tabla 17 Capacidad máxima de acceso a la red según los índices MIIFumbral impuestos.....	76

1 Introducción

1.1 Resumen

La globalización mundial ha traído consigo un aumento considerable en la demanda energética que tiene cada país. Para suplir dicha demanda, los países comenzaron a fomentar la creación de nuevos Generadores y, con ello, un plan de acceso y conexión a la red. Ante la complejidad de estas redes eléctricas, las herramientas de simulación de circuitos unidos al uso de lenguajes de programación facilitaron en gran medida el estudio de los diferentes sucesos que se puedan darse en dichas redes.

Este proyecto combina el programa de simulación de redes PSS/E y Python, como lenguaje de programación, para el análisis y determinación de la capacidad máxima de conexión de un nuevo Parque eléctrico. Para ello, analizaremos uno de los muchos criterios que la REE exige a la hora de conectarse, como nuevo generador de electricidad, a la red de distribución española.

Así pues, el presente proyecto comienza con una breve introducción del tema a tratar, mediante el contexto, se ubica al lector de la situación actual del conjunto del sistema eléctrico de potencia. En este mismo apartado se fijan tanto los objetivos, como una descripción del software y el lenguaje de programación utilizados, PSS/E y Python, a un nivel más bien introductorio, para después entrar en el desarrollo de la influencia de estos en el propio proyecto.

A continuación, se muestra un estado del arte que incluye los problemas que aparecen con la conexión de generación y se explica cómo se caracteriza la fortaleza de un punto de la red y los índices usados para determinar dicha fortaleza, así como también se analizan los aspectos de la planificación eléctrica que se dan en este proyecto. Posteriormente, se definen los casos de estudio, que en este informe será un único caso.

Para terminar, se presentan las conclusiones obtenidas a lo largo del proyecto, en las cuales se resaltan los puntos claves a analizar y se resumirá lo sucedido de forma genérica en los datos obtenidos. En último lugar, se añadirán los anexos, los planos del sistema eléctrico que se analiza, el código de Python y las referencias de las principales páginas de donde se ha extraído la información relevante.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Para una explicación más gráfica de la estructura de este proyecto se adjunta un diagrama de flujo que muestra el procedimiento seguido.

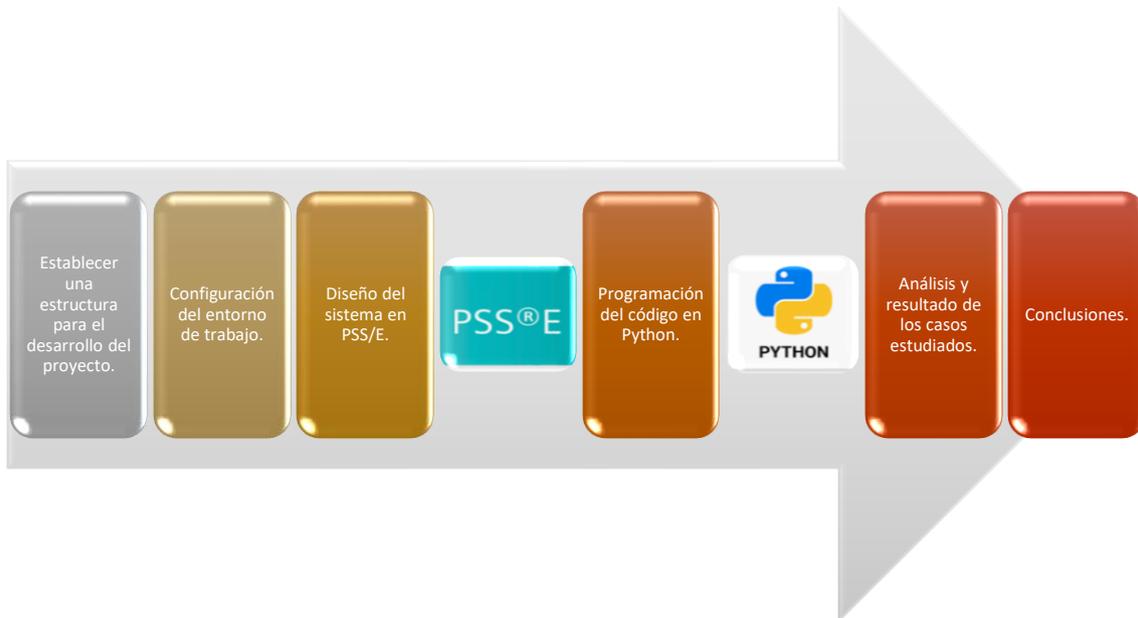


Figura 1 Diagrama de flujo de la estructura a seguir en el proyecto.

2 Abstract

Globalisation has brought with it a considerable increase in the energy demand of each country. To meet this demand, countries began to promote the creation of new generators and with it, a plan for access and connection to the grid. Given the complexity of these electrical grids, circuit simulation tools together with the use of programming languages greatly facilitated the study of the different events that can occur in these grids.

This project combines the PSS/E network simulation program and Python, as a programming language, for the analysis and determination of the maximum connection capacity of a new electricity facility. To do this, we will analyse one of the many criteria that the REE requires when connecting, as a new electricity generator, to the Spanish distribution network.

Thus, this project begins with a brief introduction to the subject to be dealt with, in which the reader is placed in the context of the current situation of the whole of the electrical power system. In this same section, both the objectives and a description of the software and programming language used, PSS/E and Python,

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

are set at a rather introductory level, to then go into the development of the influence of these on the project itself.

Next, a state of the art is shown, including the problems that arise with the generation connection and explaining how the strength of a network point is characterised and the indices used to determine this strength, as well as analysing the aspects of electricity planning that occur in this project. Subsequently, the case studies are defined, which in this report will be a single case.

Finally, the conclusions obtained throughout the project are presented, highlighting the key points to be analysed and summarising what happened in a generic way in the data obtained. Lastly, the annexes, the plans of the electrical system being analysed, the Python code and the references of the main pages from which the relevant information has been extracted, will be added.

For a more graphic explanation of the structure of this project, a flow chart showing the procedure followed is attached.

3 Contexto

De una forma muy resumida, el objetivo de este criterio es garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de la red, evitando posibles daños limitando el impacto que esta nueva generación puede tener sobre el resto de la red.

3.1 Planificación Energética

Como se puntualizó anteriormente, durante los últimos 40 años la demanda energética global ha sufrido un considerable aumento. Para exponer datos que corroboren esto, utilizaremos el ejemplo del sistema eléctrico español.

En primer lugar, se muestra una gráfica que muestra la demanda dada en España entre el año 1980 y el año 2020.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Consumo eléctrico en España (1980 - 2021)

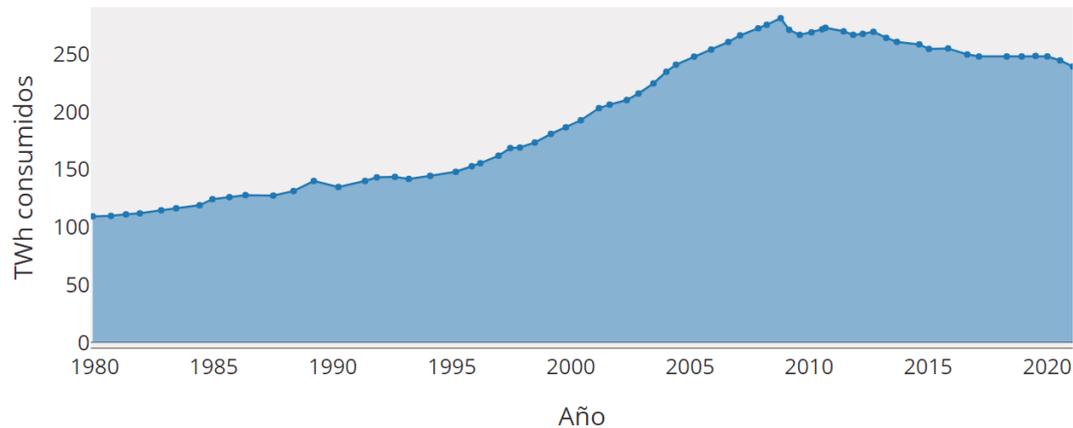


Figura 2. Consumo eléctrico en España entre 1980-2021.

Este suceso llevaba consigo una mayor producción para así suplir dicha demanda. El problema era que la tecnología de generación se basaba, en su mayoría, en la combustión de fósiles. El aporte de la tecnología nuclear era escaso y la de renovables casi nulo, puesto que solo estaba desarrollada la hidráulica.

Siendo las emisiones producidas por la generación de electricidad, uno de los factores más agravantes en la crisis del cambio climático.

Por lo que, en 2008 la Unión Europea firmó el Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020, donde se establecen objetivos concretos para 2020 en materia de energías renovables, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Los puntos dictaminados que más nos interesan de estos acuerdos son:

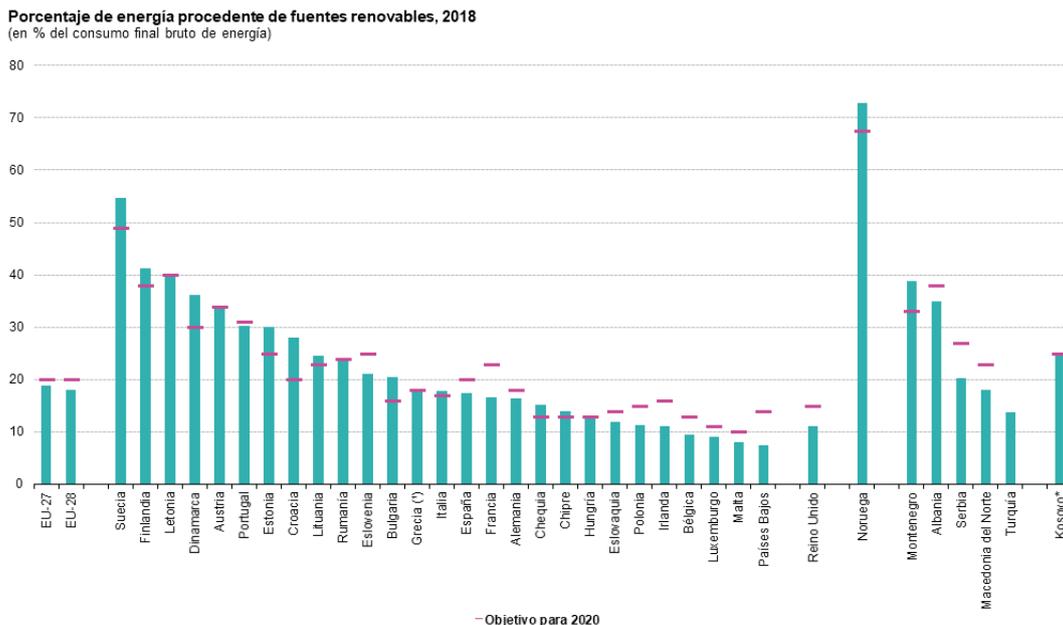
- Reducir las emisiones totales de gases de efecto invernadero en 2020, al menos en un 20%, respecto de los niveles de 1990, y en un 30% si otros países desarrollados se comprometen a reducciones de emisiones equivalentes y los países en desarrollo contribuyen adecuadamente en función de sus posibilidades.
- Alcanzar el objetivo del 20% de consumo de energías renovables en 2020.

El Gobierno de España, por su parte, elaboró un plan para el periodo 2011-2020 llamado Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2020) que establece como objetivo, conseguir una cuota mínima del 20% de energía

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía al igual que en la Unión Europea.

Sin embargo, según datos publicados a principios de 2020 por la oficina de estadística comunitaria Eurostat, España se situó en 2018 en un 17,4% de consumo final bruto de energía proveniente de fuentes renovables, lejos del objetivo del 20% fijado para 2020.



* Esta denominación se entiende sin perjuicio de las posiciones sobre su estatus y está en consonancia con la Resolución 1244 (1999) del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y con la Opinión de la Corte Internacional de Justicia sobre la declaración de independencia de Kosovo.

(*) Estimación.

Fuente: Eurostat (código de datos en línea: ilc_lvho05a)

eurostat

Figura 3 % de energía procedente de fuentes renovables en 2018. (Fuente: Eurostat)

Como no se consiguieron objetivos la UE, con vistas a la finalización de los Planes en 2019 y su posterior aplicación, demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

Según el estudio realizado, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

A ello hay que añadir que la Comisión Europea actualizó el 28 de noviembre de 2018 su visión estratégica a largo plazo (“Un planeta limpio para todos” COM (2018) 773 final), a fin de que la Unión Europea alcance una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050.

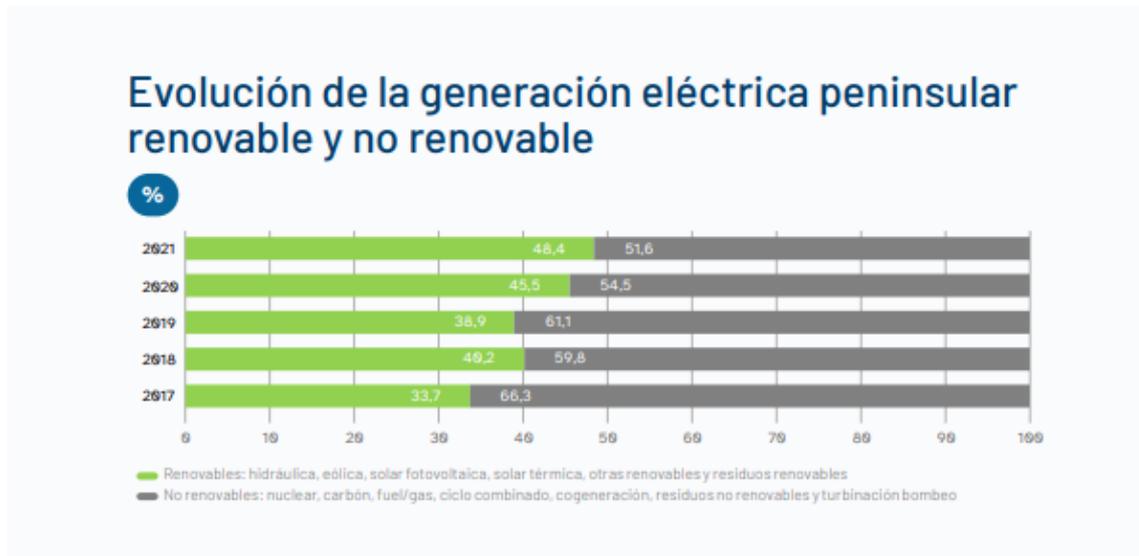


Figura 4 Comparativa, en %, procedencia de la generación eléctrica nacional. (Fuente :REE)

Actualmente España cuenta con un 48,4 % de generación eléctrica renovable, por lo que para lograr los objetivos propuestos por la UE descritos en el apartado anterior, resulta imprescindible aumentar la presencia de generación renovable en el sistema eléctrico garantizando que se realiza de una forma segura y controlada, es decir, sin que afecte al resto de la red.

Este auge de generación renovable al sistema trae consigo, principalmente, problemas a la hora de realizar su conexión a la red. Siendo, muchas veces, que las localizaciones óptimas para instalar dichas infraestructuras se encuentran en zonas alejadas del sistema donde la red es más débil, pudiendo distorsionar la estabilidad de la red.

Actualmente el diseño de una política energética es una tarea compleja pero imprescindible para poder alcanzar un sistema energético sostenible, que permita compaginar el crecimiento económico y la competitividad con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la protección adecuada del medioambiente a medio y largo plazo.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Para ello, se produce una necesidad de establecer una planificación energética en la que, entre otros aspectos, se definen los objetivos en términos de integración de energías renovables, reducción de emisiones, seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico. Todo ello recogido en Ley 24/2013, artículo 4. [<https://www.planificacioneolica.es>]



Figura 5. Principios fundamentales de la planificación 2021-2026. (Fuente: REE)

Esta planificación hará hincapié, en particular, en las infraestructuras de transporte de energía eléctrica que dan soporte a esta actividad y que requieren de un largo periodo de maduración, desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. Ello hace absolutamente necesario organizar, preparar y proyectar las instalaciones con gran adelanto.

En materia de planificación eléctrica se distingue entre planificación vinculante, que es la que se refiere al desarrollo de la red de transporte y necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte, y planificación indicativa que, sin tener en cuenta la capacidad de las redes eléctricas, establece la previsión de la evolución de demanda y sistemas de generación objetivo en cuanto a generación y suministro de electricidad.

Un exhaustivo estudio de la capacidad disponible para la conexión de nueva generación renovable es imprescindible a la hora de identificar las necesidades de inversión en la red eléctrica, y en los estudios de conexión para verificar que

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

existe capacidad suficiente en un punto de la red para la conexión de nueva generación sin afectar al resto del sistema.

Es por ello por lo que, Red Eléctrica de España (REE) crea el Grupo de Trabajo “Revisión criterio 1/20 Scc”, actualmente llamado “GT-Scc”, con el objetivo de revisar el actual criterio por el que se limita la conexión de generación no gestionable (entre otras eólica y fotovoltaica) para que su capacidad de generación no supere el valor de 1/20 de la potencia de cortocircuito (Scc) del punto de conexión (RD 413/2014).

El GT_Scc está formado por el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en calidad de supervisores del proceso; REE, en su función de Operador del Sistema (OS), asociaciones de empresas de distribución del sistema eléctrico español (AELEC, CIDE y ASEME) y asociaciones de Módulo de Parque Eléctrico (MPE) (AEE, APPA y UNEF).

Las principales ventajas del actual criterio de cálculo de la capacidad máxima de conexión son su simplicidad de cálculo, su fácil aplicabilidad de forma sistemática y su capacidad de limitar la capacidad de generación en nudos para que el sistema opere de forma segura. Sin embargo, desde una perspectiva técnica, este criterio no es del todo adecuado principalmente por los siguientes motivos:

El límite histórico empleado en el sistema eléctrico español de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red no está plenamente ligado a las capacidades de funcionamiento real de la generación renovable existente y futura.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

3.2 Sistema eléctrico de potencia

Para dar una visión más tangible de donde se deben producir esos cambios, o hacia que elementos está dirigida la estrategia expuesta en el apartado anterior, comenzaremos hablando del sistema eléctrico de potencia, organismo encargado de suministrar a todos los consumidores energía la cantidad solicitada, al menor coste y con la mayor seguridad, calidad y estabilidad posible.

Hoy en día, el sistema eléctrico que se conoce está estructurado en: Generación, Transporte, Distribución y Consumo. Otras instituciones como son las comercializadoras de electricidad, el OMIE (operador del mercado ibérico de la energía), la CNMC (comisión nacional de los mercados y la competencia), y el CECRE (centro de control de la REE) tienen también gran importancia para la buena consecución del proceso, pero no son estrictamente parte de él.



Figura 6 Estructura de un sistema eléctrico de potencia. (Fuente: REE)

Antes de entrar en detalle de las fases por las que se rige el sistema, añadiremos que se trabaja en tres rangos de tensiones: Baja Tensión (hasta 1kV), Media Tensión (entre 132 y 1 kV) y Alta Tensión (>132 kV).

A continuación, se exponen las diferentes fases:

1. Generación

La generación es la parte encargada de convertir la energía de una forma primaria a energía eléctrica. Como todo proceso físico, esta conversión no es 100% eficiente, sino que está sujeta a pérdidas.

Las plantas generadoras se pueden dividir en renovables (hidráulicas, fotovoltaicas, eólicas, biomasa...) y no renovables (las térmicas y nucleares). La energía eléctrica se obtiene a unos 20 kV (MT) debido a las limitaciones en los elementos eléctricos.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Las principales empresas generadoras en España son: Iberdrola, Endesa y Repsol.

2. Transporte

La transmisión es la parte encargada de transmitir grandes bloques de energía de los centros de producción (centrales generadoras) a los centros de consumo (ciudades, parques industriales, etc.) Para ello, se utilizan conductores (llamados comúnmente *líneas*) como el medio físico por el que fluye la carga eléctrica. Las centrales suministran la energía a la red de transporte a través de subestaciones elevadoras, denominadas subestaciones de transmisión, que aumentan la tensión a 220 o 400 kV (AT), con el fin de minimizar las pérdidas.

Antes de llegar a las centrales de distribución se reducen hasta 132 o 66 kV (AT), en centrales conocidas como subestación de subtransmisión. La labor de transmisión, en nuestro país, la realiza una sola compañía en régimen de monopolio, la REE (Red Eléctrica Española)

3. Distribución

La distribución es la parte encargada de distribuir la energía eléctrica a los consumidores finales. Es decir, los sistemas de distribución son los que llevan la energía eléctrica a las industrias, los hogares, etc. Esto se efectúa también por medio de líneas de distribución y transformadores que, por razones de seguridad, bajan la tensión a niveles seguros. En su paso, se encuentra una subestación reductora, llamada subestación de distribución, que convierte la tensión a un valor de 20 kV (MT). Antes de llegar a nuestros hogares, pequeñas industrias o comercios reducimos de nuevo la tensión, en los centros de transformación, a unos valores de 220 o 400 V

La distribución se puede realizar con redes aéreas o subterráneas y como empresas distribuidoras en España se tienen: Viesgo, EDP, Iberdrola, etc.

4. Consumo

Los consumidores son aquellos que demandan la energía eléctrica. La mayoría de ellos se alimentan de las redes de 220-400 V, sin embargo, los grandes consumidores pueden conectarse a líneas de distribución de mayor tensión o incluso a la red de transmisión.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Una vez analizada, de una forma muy resumida, la estructura del sistema eléctrico de potencia procedemos a caracterizar los aspectos de la red que fundamentarán nuestro proyecto.

Para ello saber que los aspectos que trataremos afectan a la parte de generación y transporte de la energía.

3.3 Análisis de la integración de las energías renovables en el sistema

La integración de energías renovables en el sistema español, como bien se ha comentado en varias ocasiones, está en continuo auge. Esta integración supone desafíos en su operación, algunos de estos están relacionados con las características inherentes del propio sistema. Una vez aclarado esto, debe ser imprescindible que esta integración sea de forma segura y que garantice no afectar negativamente al resto del sistema.

Este objetivo no se consigue de manera sencilla, puesto que la generación renovable presenta diferentes características a las de la generación convencional. En este apartado procederemos a analizar los diferentes problemas que surgen con este tipo de generación.

En primer lugar, hablaremos de los problemas que se dan en el tema de gestión energética. La generación proveniente de energías renovables se considera como no gestionable, es debido a que su fuente primaria no es predecible, no es controlable y, en la mayoría de los casos, no es almacenable. Además de que la previsión de producción no es lo suficientemente fiable como para ser programada.

A diferencia de la generación convencional, la generación proveniente de energías renovables es asíncrona y se conecta a la red por medio de electrónica de potencia, representando una revolución conceptual ya que todo esto requiere que estos generadores, aporten unas capacidades y prestaciones similares a las de la generación síncrona a la que desplaza, respetando así las normas de calidad, fiabilidad, estabilidad y seguridad.

Finalmente, tendremos que ampliar los conceptos tratados anteriormente referenciados a los problemas que surgen debidos a la conexión a la red de

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

generación, haciendo hincapié en el caso de la conexión a redes débiles con generación renovable.

3.3.1 Dificultades de integración de las energías renovables Variabilidad y predictibilidad del recurso primario

En este apartado se van a introducir algunos conceptos básicos sobre los recursos primarios asociados a las energías renovables que han experimentado un mayor desarrollo en España durante los últimos años: el viento y el sol. La dificultad que las energías renovables presentan para su óptima integración en el sistema eléctrico de potencia se analiza destacando, en primer lugar, la alta incertidumbre asociada a la predicción del recurso primario.

En el caso del viento, su gran variabilidad supone que la generación eólica sea también irregular y que esta no esté asegurada, lo que dificulta su integración. Además, aunque la mejora de los algoritmos de predicción facilita la estimación del recurso disponible y reduce la incertidumbre las predicciones son extremadamente sensibles a los errores.



Figura 7 Atlas eólico de España. (Fuente : Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

Por otro lado, la radiación solar, con los desarrollos tecnológicos actuales, presenta un elevado nivel de incertidumbre. Además de la nubosidad, se

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

debe tener en cuenta la presencia de cualquier obstáculo que la radiación solar encuentre desde su llegada a la atmósfera hasta la superficie terrestre si se quiere predecir adecuadamente el recurso solar disponible para ser transformado en energía eléctrica.

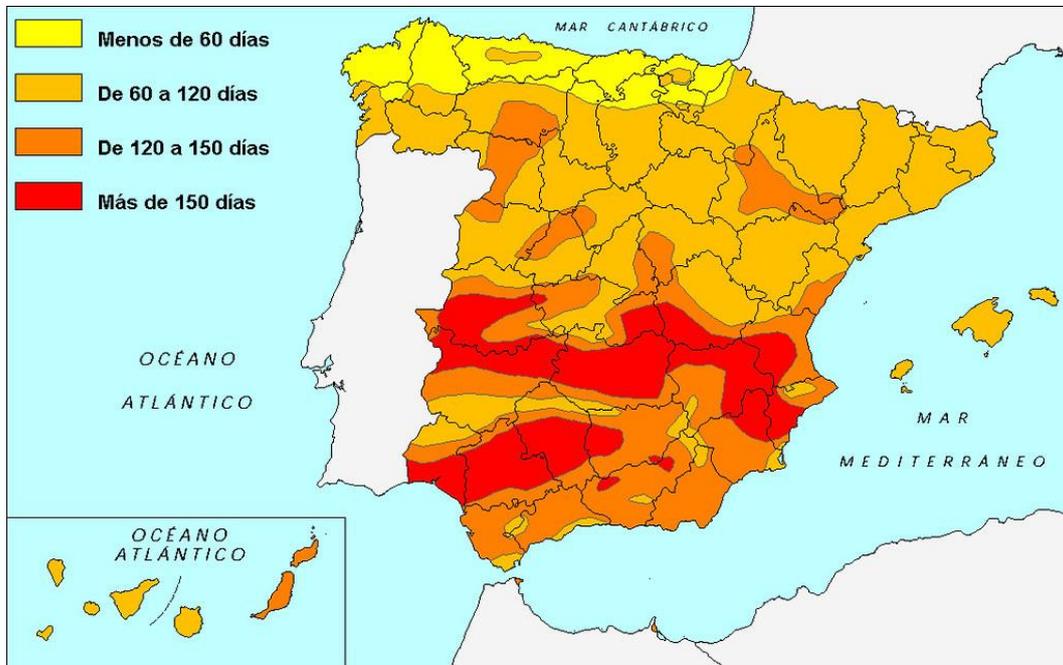


Figura 8 Mapa de radiación anual 2005 – 2007. (Fuente: Instituto geográfico nacional)

La variabilidad se ve muy bien reflejada en el impacto que tiene la integración de energías renovables en la curva de carga. Como consecuencia de esto, las unidades de producción de energía eléctrica gestionables deben funcionar en un régimen más exigente y con una mayor flexibilidad, al ser las encargadas principales de seguir la curva de carga a lo largo del día.

Situación geográfica del sistema español

El grado de aislamiento que sufre el sistema eléctrico español lo convierte, prácticamente, en una isla energética desde el punto de vista eléctrico.

Esto se convierte en un gran inconveniente puesto que, a una mayor capacidad de interconexión, una mayor exportación de la energía producida. Permitiendo que en situaciones de baja demanda y alta generación se pueda exportar la energía proveniente de generación no gestionable o en caso de sufrir inconvenientes, producidos por la variabilidad de la generación renovable, poder contar con la generación gestionable.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Esto abarataría la creación de fuentes de generación renovable y facilitaría la integración de dichas fuentes.

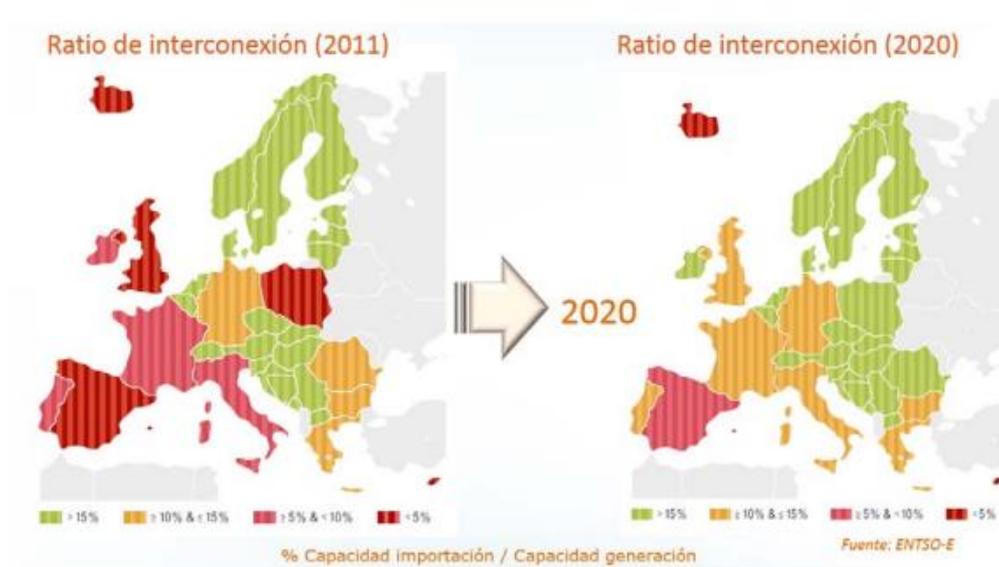


Figura 9 Mapa de interconexiones europeas existentes. (Fuente: REE, Interconexión eléctrica por el Golfo de Bizkaia)

La Unión Europea recomendó en el 2002 que todos los Estados Miembros deberían alcanzar en el 2020 un mínimo de un 10 % de ratio de interconexión, siendo este la suma de las capacidades de importación frente a la potencia de generación instalada, con el fin de eliminar sistemas aislados. A finales de 2020 se fijó un nuevo mínimo del 15 % para 2030.

Actualmente, la ratio del sistema español ronda el 4,8 %, estando lejos del objetivo propuesto.

3.3.2 Consideraciones para la integración de energía renovables

Huecos de tensión

El concepto de hueco de tensión hace referencia a un fenómeno eléctrico que se produce con la reducción brusca de la tensión, debe situarse por debajo de un valor umbral, con su correspondiente recuperación en cuestión de milisegundos. En algunos huecos, la recuperación dura hasta los tres segundos.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

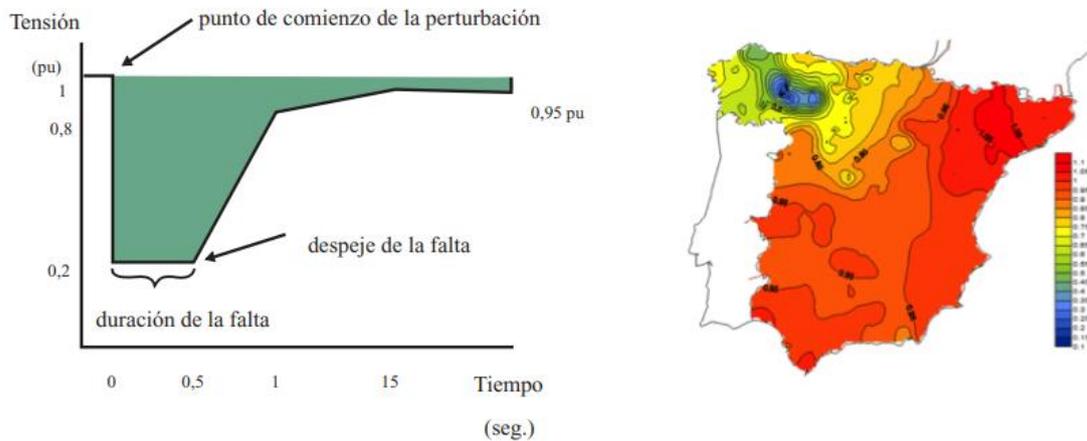


Figura 10 Curva tensión-tiempo huecos que deben soportar las instalaciones eólicas. (Fuente: REE)

Los primeros aerogeneradores instalados en el sistema eléctrico español carecían de capacidad técnica para soportar los huecos de tensión, es decir, ante este tipo de perturbaciones se desconectaban de la red eléctrica durante unos minutos. Sin embargo, conforme la potencia eólica instalada fue creciendo, se hizo indispensable su adecuación técnica con objeto de operar el sistema en las condiciones de seguridad y calidad exigidas.

Los nuevos contingentes de generación eólica previstos, así como el aumento esperado de la tecnología fotovoltaica en el sistema hacen que en un horizonte de corto/medio plazo la problemática asociada a los huecos de tensión vuelva a cobrar importancia.

Por otro lado, la generación fotovoltaica que está conectada en la actualidad no está adecuada para soportar huecos de tensión. Esto supone que, en escenarios de masiva penetración de esta tecnología concentrada en localizaciones específicas como ciudades, el riesgo de pérdidas de fuertes contingentes de generación ante cortocircuitos en la red llevaría a que los desequilibrios generación-demanda asociados pongan en riesgo la seguridad del sistema eléctrico.

Sin embargo, las deficiencias en el control de la tensión durante los cortocircuitos y durante la recuperación de los defectos esperables a medida que aumenta la potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica deberá resolverse mediante la exigencia de que las instalaciones con electrónica de potencia tengan la capacidad de apoyar dinámicamente, mediante la inyección de

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

corriente reactiva, la recuperación de la tensión tras perturbación de un modo parecido a como lo hacen los generadores síncronos.

Control de tensión-potencia reactiva

El mantenimiento de la estabilidad de tensión es crítico para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico. La tecnología síncrona con sus reguladores de tensión ha sido la encargada mayoritariamente de mantener un adecuado perfil de tensiones en el sistema. Sin embargo, con el desplazamiento de la generación convencional por parte de los nuevos contingentes de generación eólica, se ha venido experimentando una degradación de las tensiones que en un futuro a corto/medio plazo resultará inadmisibles. Es necesario señalar que la actual regulación de tensión llevada a cabo por los parques eólicos basada en el mantenimiento del factor de potencia resulta claramente insuficiente. En régimen permanente las instalaciones deberán ser capaces de proveer un control de la tensión continuo por medio de inyección de potencia reactiva siguiendo una estrategia de control basada preferentemente en consignas de tensión en barras de central.

Necesidad de gestión dinámica de corriente activa inyectada a la red durante perturbaciones

Se ha detallado previamente la incidencia de la corriente reactiva inyectada en la red durante perturbaciones. Sin embargo, para que el equilibrio instantáneo entre generación y demanda sea constante, es estrictamente necesario además una inyección apropiada de potencia activa a la red. No es aconsejable una respuesta de potencia activa después de el despeje de una falta o una recuperación en un periodo de tiempo determinado, sino que la inyección adecuada tiene que seguir la demanda instantánea.

Debido a la colosal magnitud de tecnología fotovoltaica y los aerogeneradores que se encontrarán conectados a la red en un futuro, será necesario que estos tengan la capacidad de tener el control sobre la potencia activa demandada para el sistema. La estrategia más adecuada se basará en una respuesta de la potencia activa proporcional al cuadro de la tensión en el nudo de conexión de las plantas. En el ámbito de la corriente activa, esta ley es lineal con la tensión instantánea, por lo que es especialmente simple para los convertidores electrónicos.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Asimismo se asegura que la estabilidad de los generadores no se vea deteriorada, debido a que si durante la recuperación de la falta de la electrónica de potencia inyectase excesiva potencia activa, los generadores síncronos acoplados tendrían impedimentos en su evacuación de potencia y seguirían con su aceleración, almacenando energía cinética incluso durante el proceso de la recuperación de tensión. Una situación similar a esta podría provocar la pérdida de sincronismo de los generadores convencionales, pudiendo, incluso, llegar a producir un importante contratiempo.

Detección de islas

Actualmente, es necesaria la desconexión de las instalaciones de generación conectadas en las redes de distribución frente a la generación de islas, especialmente por razones de seguridad tanto de los seres humanos como de las instalaciones y de calidad de suministro al mercado de la isla.

Es indispensable el desarrollo de procedimientos de detección de este modo de funcionamiento en isla, de manera que se garantice la no desconexión de este tipo de instalaciones ante alteraciones sin formación de isla, eludiendo así una colectiva desconexión de generación distribuida que podría suponer un peligro para la seguridad de conjunto del sistema.

Corriente de cortocircuito y sistema de protección

Un escaso nivel de corriente de cortocircuito en los nudos se hace imprescindible por una parte para el mantenimiento de la calidad del suministro y, por otra parte, para la detección y aislamiento de algunos modelos de protecciones, propios especialmente en la red de distribución, de las carencias que tienen lugar en el sistema eléctrico.

Sin embargo, los equipos de electrónica de potencia de la generación distribuida acotan la corriente que pueden proporcionar al sistema eléctrico a la nominal que sostiene su propia electrónica. Además, producen una demora en la inyección de esta corriente de esta generación que tendería a propagarse en el despeje de los defectos, pudiendo perjudicar la estabilidad del sistema.

Dependiendo del grado de penetración de la generación distribuida puede llevar, en carencia de solución tecnológica, a la necesidad de una comprobación conceptual de los sistemas de protección en las redes de distribución, transformando desde sistemas de protección radial a sistemas más

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

característico de redes malladas incluso a la necesidad de conservar un mínimo de generación síncrona acoplada para asegurar ciertos niveles de potencia de cortocircuito.

Regulación de potencia-frecuencia e inercia

La reducción de recursos en el sistema para la regulación potencia-frecuencia debido al desplazamiento de la generación convencional podrá llegar a ser algo crucial en la seguridad de este, particularmente en los sistemas insulares, por lo que se hará necesario restablecer el sistema la amplitud necesaria para llevar a cabo dicho control potencia-frecuencia.

Asimismo, la disminución de inercia en el sistema, de nuevo, por desplazamiento de la generación síncrona por otra que tenga la posibilidad de no tenerla o que la disimule con la electrónica de potencia, producirá que, para una misma inestabilidad generación-demanda, se den pendientes más acentuadas en la variación de la frecuencia pudiendo provocar así valores extremos más separados del valor de consigna 50 Hz. Efectivamente, esto da lugar a un incremento del riesgo para la seguridad del suministro eléctrico, siendo particularmente crítico en los sistemas eléctricos insulares.

Por tanto, es posible que lleguen a darse escenarios en los que la provisión de los generadores basados en fuentes renovables de un control primario potencia-frecuencia, sea necesaria para conservar los niveles de frecuencia en el momento de una exagerada producción renovable frente a la usual.

Es preciso destacar que, si los parques eólicos y fotovoltaicos intervienen de manera activa en los servicios de regulación, será posible maximizar su producción en el sistema, ya que si no serán sustituidos por otros generadores que proporcionan dichos servicios.

4 Objetivos y alcance

Este proyecto tiene como objetivo principal determinar la capacidad máxima de conexión de nueva generación a un punto de red. Para ello tendremos que analizar en profundidad la metodología propuesta por el grupo de trabajo GT-Sc. Todo ello se será testado en un sistema de red llamado IEEE 30 bus system, y para llevar a cabo dicha metodología nos apoyaremos del lenguaje de programación Python sobre la herramienta software de simulación PSS/E.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Uno de los motivos por lo que surge este proyecto es la complejidad que presentan actualmente las redes. Dicha complejidad se ve reflejada en el volumen de datos que se deben analizar y que, únicamente con PSS/E, conllevaría un gasto excesivo de tiempo. En nuestro caso, se requiere ir manipulando manualmente los parámetros necesarios para analizar su repercusión en los parámetros de interés.

En cambio, si el programa es manejado mediante la interfaz de Python, la ejecución de las simulaciones es mucho más sencilla, pudiendo manipular un gran número de datos (simulaciones). Además de ser una forma rápida de realizar los estudios, facilita la lectura y modificación de los archivos, producidos y actualizados por el programa en cada simulación. Después de leer los datos, puede extraer toda información que se requiera, almacenarla en variables definidas en el código y posteriormente, operar o representar gráficas con ellos.

Por lo tanto, se buscará automatizar el análisis dinámico de la red que permita la comprobación de la nueva metodología de cálculo de la capacidad máxima para la conexión de nuevos Módulos de Parque Eléctrico (MPE) y comprobar la interacción que se produce entre diferentes MPE.

5 Herramienta software a utilizar

Como bien se ha comentado anteriormente, dado el estudio a tratar, la única opción viable es la implementación de simulaciones software para la simplificación del proyecto. Este tipo de solución en diseñar un modelo de la red de transporte de la cual realizar el análisis mediante una herramienta software, y sobre él, realizar los cálculos pertinentes con el fin de obtener una conclusión sobre el comportamiento de la red ante diferentes condiciones de funcionamiento.

Este proyecto se fundamenta en el uso principal de dos herramientas: Un software conocido como PSS/E y un lenguaje de programación, que actuará como interfaz, llamado Python. En los siguientes apartados procederemos a realizar una introducción de forma detallada.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

5.1 PSS/E

Creado en 1972, fue el primer software disponible comercialmente para la simulación de sistemas de transmisión de potencia. Power System Simulator for Engineering (PSS/E) es propiedad de la compañía alemana Siemens. es una herramienta de simulación y análisis de sistemas de potencia para operaciones y planificación de transmisión de energía.

Desde su introducción en 1976, ha evolucionado de una simple interfaz de línea de comandos a un programa integrado e interactivo que relaciona los métodos más importantes para el análisis de la dinámica de las redes eléctricas en los dominios del tiempo y la frecuencia. Se puede elegir entre varias configuraciones del programa, desde la "Básica" hasta la "Profesional". Los numerosos módulos del programa permiten adaptarlo a las necesidades individuales, y puede proporcionar funciones de modelado probabilístico y dinámico.

Actualmente, PSS/E es empleado en muchos campos de la ingeniería y la ciencia para la planificación, así como para enseñanza e investigación avanzada. Se utiliza en más de 140 países y ofrece la ventaja de ser la herramienta software líder en el mundo. Dentro de las principales funciones que permite realizar, estarían:

- Simulación de fenómenos transitorios electromagnéticos y electromecánicos en el dominio del tiempo.
- Cálculos de flujo de carga y de corriente de cortocircuito en estado estacionario.
- Análisis de la gama de frecuencias.
- Diseño y modelado de sistemas eléctricos.
- Simular y controlar los estados transitorios en el dominio del tiempo.
- Identificación de parámetros.
- Reducción de redes pasivas.
- Optimización.
- Simulación en tiempo real.
- Interfaz de usuario ampliada para la creación de gráficos con los resultados .

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Uno de sus pilares fundamentales, es que tiene una amplia biblioteca repleta de datos y modelos y una fácil posibilidad de interactuar con otras herramientas industriales, como PSCAD.

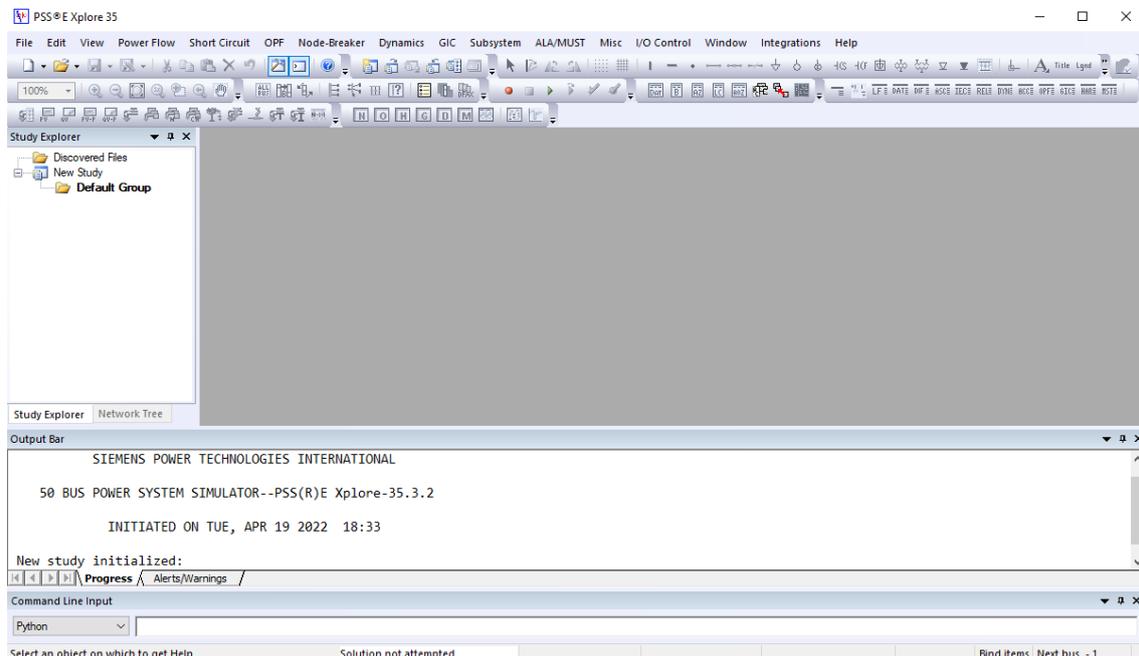


Figura 11 Pantalla principal PSS/E versión 35.1 (64 bit).

La versión de PSS/E empleada en este proyecto será la versión 35.1 de 64 bit, apoyándonos en una licencia para estudiantes.

Por último, cabe destacar la completa automatización y personalización que permite el software a través de su API (Application programming interface), basada en Python.

5.2 PYTHON

Python es un lenguaje de programación interpretado cuya filosofía hace hincapié en la legibilidad de su código. Se trata de un lenguaje de programación multiparadigma, ya que soporta orientación a objetos, programación imperativa y, en menor medida, programación funcional. Es un lenguaje interpretado, dinámico y multiplataforma ya que puede ejecutarse en diferentes sistemas operativos como Windows, Mac OS o Linux.

Python surgió en 1991, como sucesor del ABC, e inicialmente fue desarrollado por Guido Van Rossum, un ingeniero holandés, mientras trabajaba en el CWI (Centrum Wiskunde & Informatica, en español Centro de matemáticas e informática) de Ámsterdam. El nombre fue tomado del grupo cómico británico Monty Python, del que Guido era un gran fan. Actualmente, la evolución del

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

lenguaje es gestionada por la Python Software Foundation License y los principios de diseño en los que se guían están recogidos en el ZEN de Python.

Este lenguaje destaca por ser uno de más utilizados, ya que ha sido desarrollado pensando en los programadores principiantes por lo que su sintaxis es muy sencilla de aprender. Requiere muchas menos líneas de código para la realización de ciertas tareas básicas en comparación con otros lenguajes como Java o C++.

Es puntero en el desarrollo de aplicaciones web y herramientas destinadas a la Data science, Machine learning, Inteligencia artificial y para Big data. Como se ha comentado anteriormente, para emplear Python es necesario un intérprete o editor de código fuente, siendo uno de los más usados el PyScripter.

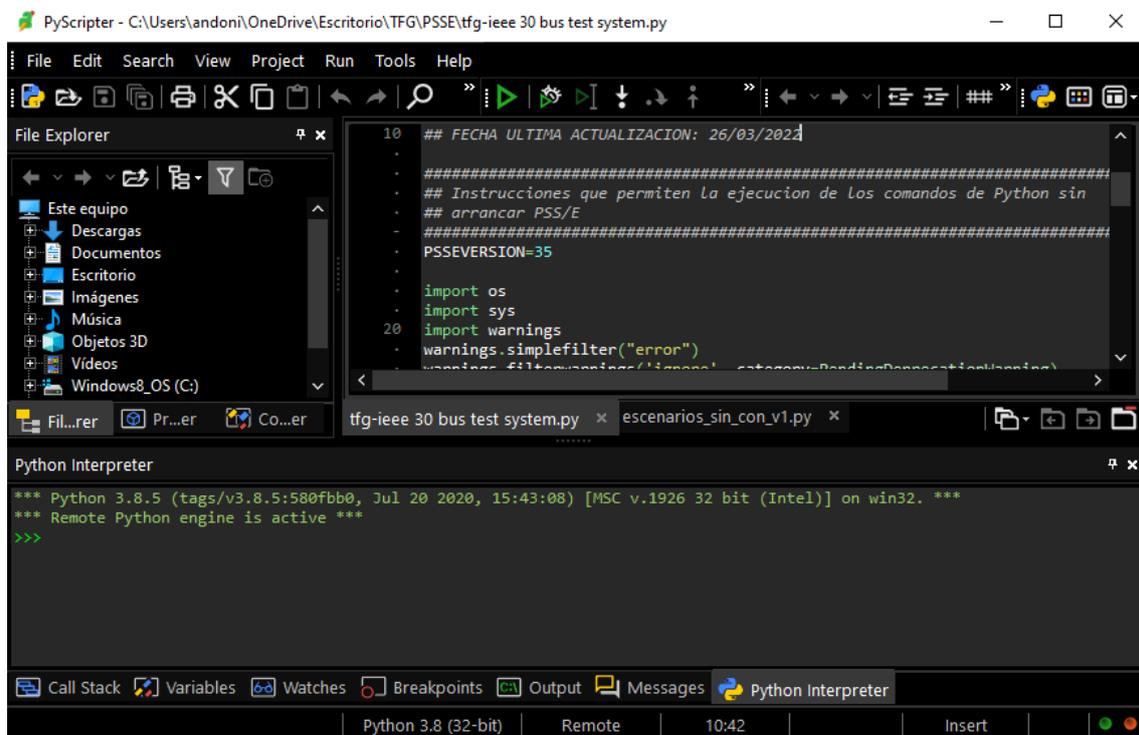


Figura 12 Pantalla inicial del interprete PyScripter.

6 Estado del arte

6.1 Criterios de potencia de cortocircuito

Teniendo en cuenta la evolución tecnológica, las nuevas características técnicas de los generadores y la necesidad de la integración de las energías renovables, merece la pena analizar el criterio basado en la potencia de cortocircuito S_{cc} .

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Este criterio, fundamental y de gran importancia, se basa en una estimación de la fortaleza de la red y permite determinar el contingente de generación máxima “no síncrona” que puede acceder a la red en condiciones de seguridad para el sistema y para el correcto funcionamiento de los propios Módulos de Parque Eléctrico (MPE). Por ellos es por lo que se analiza si la red a la que se conectan los MPE es suficientemente fuerte. Asegurando así el correcto funcionamiento de todo el sistema.

6.1.1 Fortaleza de red

Tradicionalmente los límites impuestos a la generación, de origen renovable, se basaban en restringir la cantidad de energía que se podía suministrar a la red. Sin embargo, este criterio resulta demasiado restrictivo y evita poder asegurar un mayor desarrollo de generación renovable no pudiendo cumplir los requisitos de cara a 2030. Como bien comentamos anteriormente, de una manera más genérica, estas restricciones obligan a revisar el criterio tradicional

Es así como volveremos a hacer referencia al criterio, por el cual se limita la capacidad de generación de los MPE, de $1/20$ de la potencia de cortocircuito del punto de conexión ($1/20$ Scc) que propuso el GT_Scc.

A lo explicado en apartados anteriores, tendremos que añadir aspectos que ahora se entenderán mucho mejor. Por lo tanto, el actual criterio debe revisarse bajo las premisas de que, preservando el carácter de criterio seguro y de fácil aplicación. Todos los aspectos descritos antes serán importantes, pero nuestro proyecto estará principalmente enfocado en que:

- Sea un criterio zonal que tenga en cuenta las posibles interacciones entre MPE cercanos.

Para ello la red debe presentar una capacidad para mantener tensión, intensidad y otras muchas variables eléctricas cuando se presentan diferentes alteraciones en esta.

Esta capacidad se conoce como fortaleza de la red y está unida en gran parte, a la potencia de cortocircuito (Scc) del punto donde se produce la generación y a la potencia que se inyecta a la red por parte de este sistema generador.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

La S_{cc} nos cuantifica el valor de la intensidad de cortocircuito que se produce en un bus (barra) del sistema, pudiendo expresarse tanto en valores reales como valores por unidad (p.u). Esta puede caracterizar dos aspectos importantes de la red: Si S_{cc} tiene un valor reducido la capacidad de corte de los interruptores será también reducida reduciendo los costes, en cambio sí su valor es alto favoreceremos a la rigidez de tensión en barra evitando faltas por pérdida de aislante.

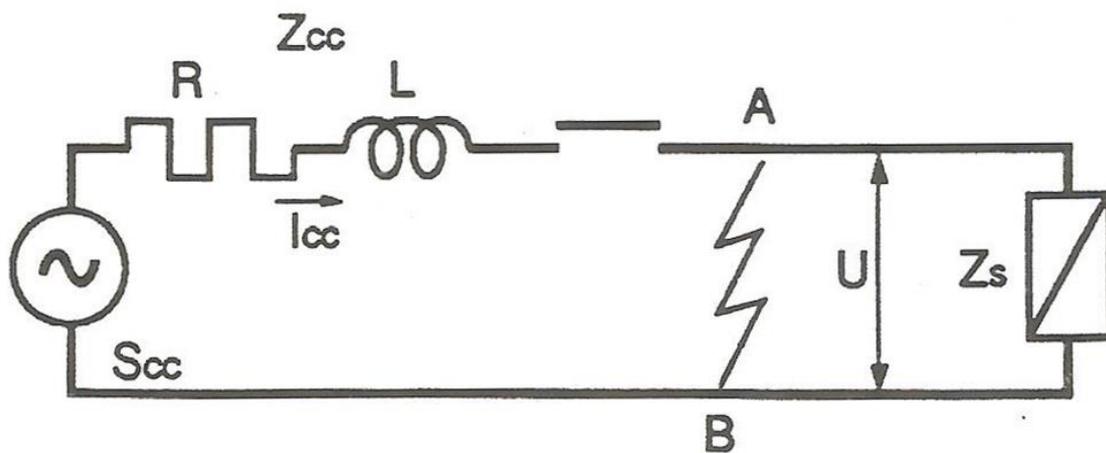


Figura 13 Circuito equivalente de un generador conectado a la red.

La figura 7 nos muestra un circuito equivalente donde podríamos ver que, la fórmula de la S_{cc} sería:

$$S_{CC} = U_s * I_{cc} = \frac{U_s^2}{Z_k} \text{ (MVA)}$$

Dónde Z_k ($Z_k = Z_s \angle \phi$) es la impedancia equivalente entre los dos puntos A y B. Por lo tanto, si Z_k tiene valores pequeños, la tensión sufrirá pequeñas variaciones, es decir, la red tendrá una fortaleza alta y, si la impedancia tiene valores altos, la tensión sufrirá altas variaciones, haciendo que la red sea débil.

Es aquí donde toma un papel importante la fortaleza que presenta una red eléctrica. Cuánto más débil sea esta, mayores probabilidades habrá de que se den situaciones críticas como, por ejemplo, interacción entre los diferentes puntos de control, problemas de resonancia entre distintas máquinas o inestabilidades de tensión y/o frecuencia. A todos estos problemas, que generan grandes costes, generalmente se le añade la necesidad de instalar un sistema de control de la estabilidad de tensión suplementario.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

En cambio, una red fuerte será menos sensible a las inyecciones de potencia, tanto activa como reactiva, y la tensión del sistema no se verá significativamente influenciada por los cambios en la red.

En nuestro proyecto tendremos que poner el foco, como se ha comentado anteriormente, en la generación renovable. Esta generación se encuentra en lugares donde la fortaleza del punto de conexión es bastante reducida al tratarse de localizaciones remotas con un nivel menor de interconexión que el resto del sistema eléctrico al que están conectados. Este modelo de generación produce los mismos problemas en partes de la red donde tradicionalmente la fortaleza ha tenido valores altos. Esto se produce en las áreas donde la inyección de energía, de origen renovable, es relativamente superior a la generación síncrona conectada.

Los generadores síncronos desempeñan un importante papel en la estabilidad de la tensión del sistema, ya que contribuyen al nivel de Scc. Cuando se produce una falta, las máquinas síncronas son capaces de mantener su tensión en los terminales mediante el control de la corriente de excitación ya que estos están conectados al sistema de forma directa y en paralelo, y su reactancia interna afecta a la impedancia equivalente desde el terminal al punto de falta en la red. A medida que se disminuye el número de generadores síncronos, la impedancia equivalente aumenta y se reduce el nivel de cortocircuito que generará una inestabilidad de tensión y finalmente, un colapso de tensión en la red.

6.1.2 Factores utilizados para caracterizar la fortaleza de red

Para poder reducir en todo momento el impacto que una nueva conexión de generación, en nuestro caso renovable, y el impacto que estas infraestructuras tienen en las redes débiles hace imprescindible evaluar la fortaleza de la red en el punto de conexión en relación con la potencia de instalación. Es así como se han establecido una serie de índices, teniendo todos en común la utilización de la potencia de cortocircuito (Scc) para su cálculo.

Para ser más concretos expondremos, únicamente, aquellos índices que harán de base para nuestro proyecto. Siendo estos:

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

1. Short Circuit Ratio (SCR)

Este índice, medidor de la relación de cortocircuito, cuantifica la fortaleza de un punto de red donde conecta generación renovable. El SCR, desde el punto de vista de un generador, influye en la capacidad de este para operar de una manera óptima en un estado estable después del suceso de perturbaciones en el sistema.

El índice SCR se representa cómo:

$$SCR_{POI} = \frac{S_{cc}(MVA)}{P_{MPEi}(MW)}$$

Dónde S_{cc} (MVA) es la potencia de cortocircuito anterior a la conexión del módulo de parque eléctrico (MPE) y P_{MPEi} (MW) la potencia activa del MPE que se conectará en ese punto.

Este índice se puede calcular de forma alternativa mediante el desarrollo de la ecuación anterior, quedando una expresión como la siguiente:

$$SCR_{POI} = \frac{1}{Z_{SYS,PU}}$$

Donde $Z_{SYS,PU}$ es la impedancia de la red, expresada en valores por unidad, en el punto de conexión.

Esta ecuación muestra que el SCR puede ser calculado como el inverso de la impedancia en por unidad vista desde el punto de conexión. Hay que tener en cuenta que este sistema se basa en la potencia nominal del MPE, en caso de utilizar otra base, como en la herramienta de simulación, habría que hacer una conversión.

Analizando ambas expresiones, afirmaremos que cuanto mayor sea el SCR, menor será impedancia de red. Aumentando la estabilidad de las máquinas, la capacidad de corriente de cortocircuito y, en consecuencia, el tamaño y

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

costo de la máquina. Por el contrario, cuanto menor es el SCR, mayor impedancia de red que se verá reflejado en la rapidez de respuesta y acople de red. Esto reducirá la estabilidad del punto de conexión y la capacidad de suministro de corriente de cortocircuito. Se considerarán fuertes los valores del SCR mayores que 3 (en algunos estudios consideran este valor como 5), débiles los valores del SCR entre 3 y 2, y, finalmente, muy débiles los valores del SCR menores de 2.

El inconveniente que presenta este índice se produce porque no tiene en cuenta la posible interacción entre diferentes MPE, no tendrá sentido su uso en los casos en los que haya más de un generador renovable en la misma zona, surgiendo la necesidad de buscar otros índices que si tengan en cuenta esta interacción. En este caso se usaría el Composite Short Circuit Ratio (CSCR) el cual considera la presencia de varios MPE cercanos

$$CSCR = \frac{S_{CC}(MVA)}{\sum_i P_{MPEi}(MW)}$$

Se calcula uniendo los buses de todas las plantas, creando un bus "compuesto" donde, $\sum PMPEi(MW)$ i sería el sumatorio de las potencias de generación del MPE que se quiere conectar a la red y de las potencias de generación de los MPE cercanos considerados en el nudo ficticio

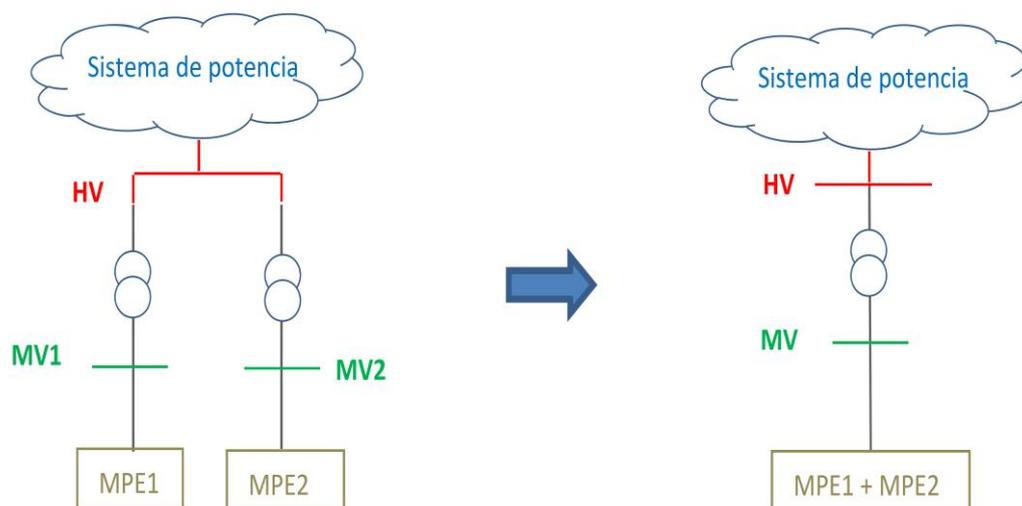


Figura 14 Nudo ficticio con el conjunto de MPEs. (Fuente: REE)

2. Effective Short Circuit Ratio (ESCR)

Este parámetro se asemeja en gran medida al SCR, la única variación se produce en que el cálculo de este se realiza con la impedancia de Thevenin, en lugar de hacerlo con la Z_k .

Este factor se define en términos de potencia y puede, de manera muy genérica, reflejar la fuerza del sistema analizado. Tiene varias definiciones, pero la que más se ajusta a la finalidad de este proyecto es aquella en la que se tiene en cuenta la influencia respecto a otros nudos. Se define:

$$ESCR_i = \frac{S_{cci}(MVA)}{P_{MPEi}(MW) + \sum_j (MIIF_{j,i} * P_{MPEj}(MW))}$$

Dónde la S_{cci} (MVA) se presenta como la potencia de cortocircuito previa a la conexión del MPE en ese punto de la red, $P_{MPEi}(MW)$ cómo la potencia del MPE conectado a ese punto y $P_{MPEj}(MW)$ la potencia conectada de MPE cercanos. Se presenta como novedad el Multi Infeed Interaction Factor (MIIF) que posteriormente analizaremos con mayor detenimiento.

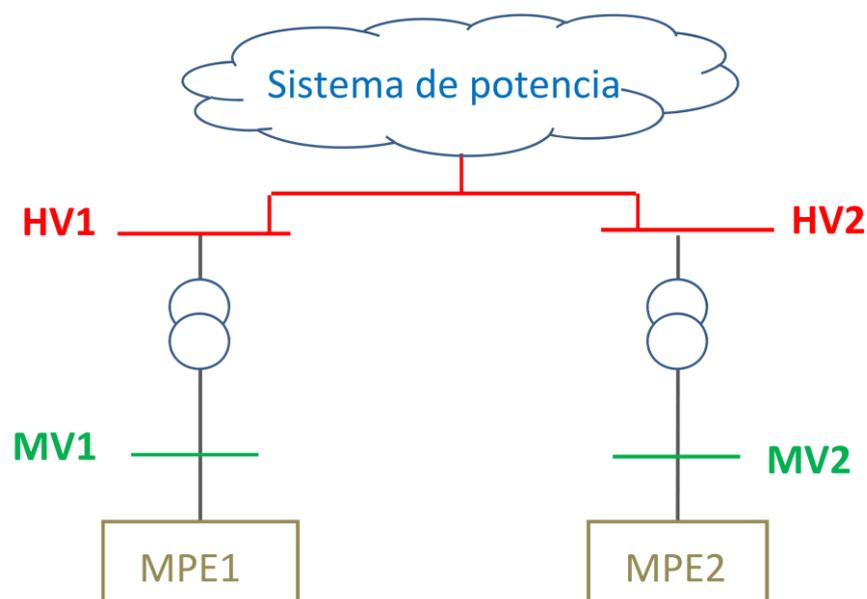


Figura 15 Sistema con varios MPE. (Fuente: REE)

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

El Effective Short Circuit Ratio (ESCR) es un índice basado en la S_{cc} que considera el impacto de los MPE conectados eléctricamente cercanos al nudo a evaluar sin compartir con otros MPE el mismo punto de conexión ni de HV ni de MV.

3. Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)

Este factor se utiliza para evaluar la aportación de cada MPE al sistema de potencia al que se conecta.

Este índice se propuso por parte de ERCOT, para calcular la fortaleza de la red en Panhandle, Texas, debido a la elevada presencia de potencia eólica conectada y donde además se propone un método para aumentar la fortaleza del sistema conectando en las ubicaciones óptimas condensadores síncronos.

Este índice tiene dos versiones distintas ($WSCR_{MVA}$ y $WSCR_{MW}$) evaluando dos posibles formas de calcular el valor de S_{cc} . En nuestro caso de estudio se tendrá en cuenta el $WSCR_{MVA}$ puesto que se tendrá en cuenta las inestabilidades angulares.

El WSCR "Weighted Short Circuit Ratio" se determina mediante:

$$WSCR = \frac{\text{Weighted } S_{CC}(MVA)}{\sum_i^N P_{MPEi}} = \frac{\sum_i^N S_{CC} * P_{MPEi}}{\sum_i^N P_{MPEi}} = \frac{\sum_i^N S_{CCi} * P_{MPEi}}{(\sum_i^N P_{MPEi})^2}$$

Donde N es el número de MPE conectado y que tiene interacción con el nuevo MPE que ha solicitado acceso a la red.

6.2 Metodología para determinar la capacidad de acceso a red

El criterio propuesto para determinar la capacidad máxima de acceso en un determinado punto de la red seguirá una estructura que se asemeja a la Figura 12.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON



Figura 16 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso.

Procederemos a explicar que sucede en cada paso de esta metodología:

1. Zonas de influencia:

Se define zona de influencia como el conjunto de nudos colindantes y eléctricamente próximos sobre los que un nudo ejerce cualquier tipo de influencia, desde la perspectiva de variaciones de tensión, en dichos nudos colindantes.

Para establecer la zona de influencia eléctrica nos apoyaremos en el parámetro MIIF (Multi Infeed Interaction Factor).

$$MIIF_{e,n} = \frac{\Delta V_e}{\Delta V_n}$$

Siendo:

- ΔV_n : Variación de tensión en el nudo n.
- ΔV_e : Variación de tensión inducida en el nudo e como consecuencia de la variación de tensión del nudo e.

En la siguiente figura se puede observar

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

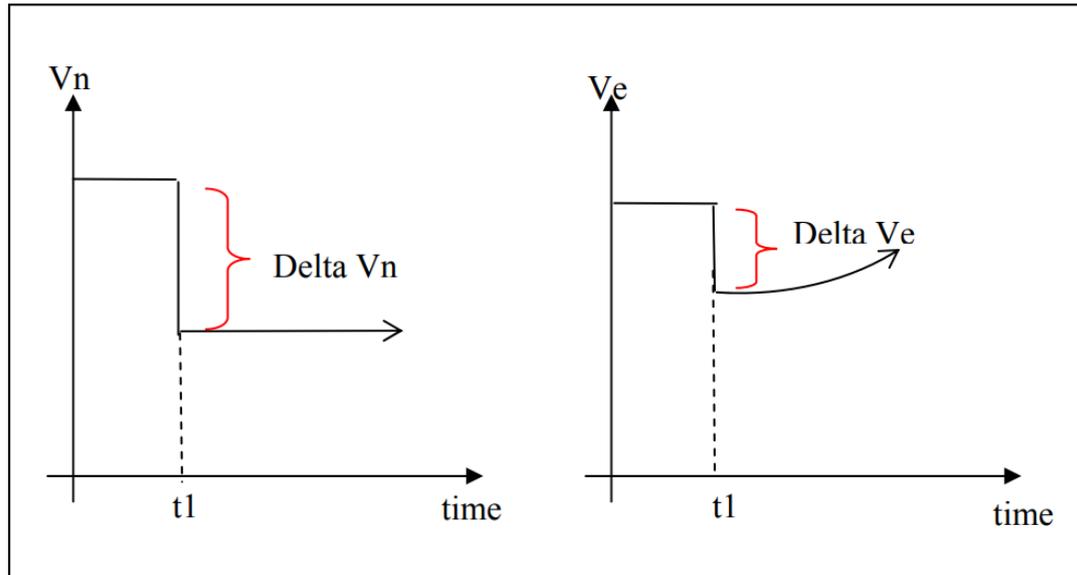


Figura 17 Determinación del MIIF que existe entre dos buses. (Fuente: Documento CIGRE B4)

Este índice representa la variación de tensión, en p.u, que se produce en un nudo e cuando hay una variación de tensión del 1% en el nudo n [REE]. Por lo tanto, si queremos obtener el factor MIIF de cada nudo con respecto al resto de los N nudos que componen nuestro sistema eléctrico, obtendríamos una matriz de tamaño $N \times N$, de diagonal unidad (la influencia de un nudo sobre sí mismo es máxima) y asimétrica que el factor $MIIF_{e,n}$ puede ser distinto al factor $MIIF_{n,e}$, ya que la influencia del nudo e sobre el nudo n puede ser distinta a la que ejerce el nudo n sobre el nudo e .

Matriz MIIF del sistema eléctrico completo

$$\begin{array}{l}
 \text{Nudo 1} \\
 \vdots \\
 \text{Nudo N}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{pmatrix}
 1 & \cdots & MIIF_{1,N} \\
 \vdots & \ddots & \vdots \\
 MIIF_{N,1} & \cdots & 1
 \end{pmatrix}$$

Figura 18 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso. (Fuente: REE)

La pertenencia de dos nudos a una misma zona de influencia se dará si su parámetro MIIF es mayor o igual que un valor, ya determinado, conocido como $MIIF_{umbral}$. Los límites para considerar a que zona de influencia pertenecen los nudos serán:

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

- Si el factor $MIIF_{e,n}$ es igual o superior a $MIIF_{umbral}$ indicará una fuerte influencia del nudo_e sobre el nudo_n y, por lo tanto, el nudo_n pertenece a la zona de influencia del nudo_e.
- Si el factor $MIIF_{e,n}$ es inferior a $MIIF_{umbral}$ indicará una influencia reducida del nudo_e sobre el nudo_n y, por lo tanto, el nudo_n no pertenece a la zona de influencia del nudo_e.

Para establecer una ponderación a este $MIIF_{umbral}$ la REE establece que se debe utilizar el valor de $MIIF_{umbral}$ igual a 0.95. Considerado como un valor muy elevado, ya que, a partir de un valor $MIIF$ mayor a 0.15 ya pueden aparecer fenómenos de interacción entre los nudos. Esto tiene también el inconveniente de que cuando un nudo no se llegue al valor mínimo del $MIIF_{umbral}$, no se tendrá en cuenta a la hora de calcular la capacidad máxima de conexión. Entonces, se darán casos en los que esa capacidad máxima sea demasiado elevada y puedan aparecer problemas de inestabilidad en la red

2. Bolsa de nudos:

Una vez establecida la matriz $MIIF$, que establecerá las zonas de influencia, se determinaran las bolsas de nudos. Se entiende como bolsa de nudos como aquella zona de influencia que está compuesta por más de un nudo, que no pertenece a otra zona de influencia y que puede contener de manera completa a zonas de influencia de menor tamaño.

La siguiente figura nos da una perspectiva de este concepto con un sistema eléctrico de tres nudos:

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

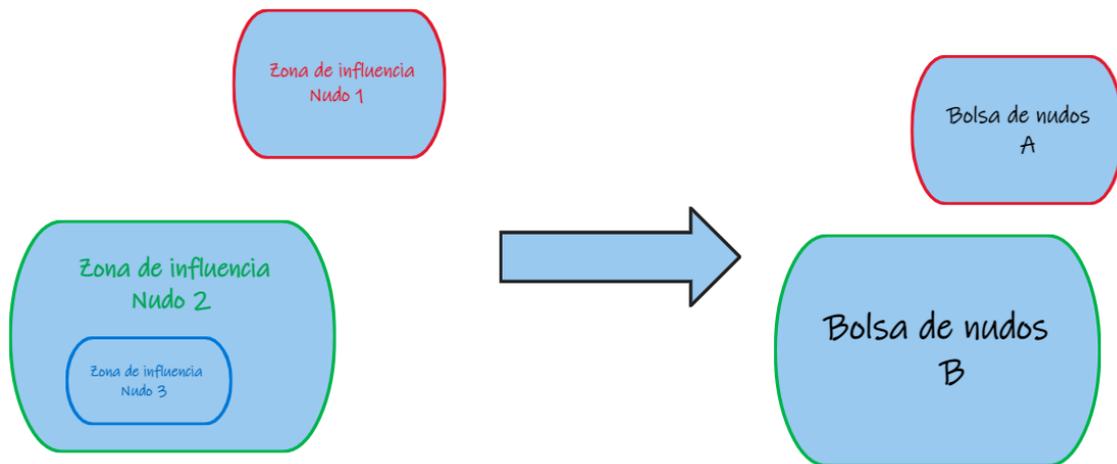


Figura 19 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso.

- La zona de influencia del nudo 2 contiene a la zona de influencia del nudo 3. Esto sucede cuando los nodos de la zona del nudo 3 también están contenidos en la zona de influencia del nudo 2. La Bolsa B corresponde a la agrupación de nodos de la zona de influencia del nudo 2, y por consiguiente, también contendría a los nodos de la zona de influencia del nudo 3.
- La zona de influencia del nudo 1 corresponde a la Bolsa A y es independiente a la Bolsa B.

Todos los nodos pertenecientes a una misma bolsa se caracterizan por llevar asociados el mismo $WSCR_{Bolsa}$. Dato que nos valdrá para la posterior aplicación del índice WSCR.

3. Definición del WSCR de cada bolsa de nodos y asignación del SCR de cada nudo:

En primer lugar, asignaremos valores al índice SCR a cada nudo en función de la existencia o permiso de instalación de MPE en dicho nudo.

Para ello, se tomará un índice SCR igual a 6 para los nodos donde no haya MPE existentes o con permiso de instalación y un SCR igual a 20 para nodos con MPE existentes o con permiso de instalación.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

El índice WSCR relaciona la capacidad máxima de los MPE pertenecientes a la zona de influencia del nudo de conexión (N nudos incluyendo al propio nudo de conexión) y la Scc. Como el índice WSCR coincide con el índice SCR, cuando la zona es de un único nudo, se propone que $WSCR_{Bolsa}$ sea igual al máximo valor SCR individual de los nudos que componen la bolsa. Es así que, se podrá tomar exclusivamente dos valores (6 ó 20), si $SCR=6$ entonces $WSCR=6$ y si $SCR=20$ entonces $WSCR=20$.

Ejemplo 1	Nudo 1 → SCR = 6 Nudo 2 → SCR = 6 Nudo 3 → SCR = 6 $WSCR_{Bolsa} = 6$
Ejemplo 2	Nudo 1 → SCR = 6 Nudo 2 → SCR = 20 Nudo 3 → SCR = 6 $WSCR_{Bolsa} = 20$

Figura 20 Estructura a seguir para el cálculo de la capacidad máxima de acceso. (Fuente: REE)

4. Capacidad de acceso a la red:

Una vez se han establecido todos los $WSCR_{Bolsa}$ y se han obtenido todas las bolsas de nudos se procederá a obtener la máxima capacidad disponible en cada nudo, basándose en la formulación del índice WSCR.

Se deberá tener en cuenta que, el índice WSCR evalúa de manera sencilla el efecto de un MPE sobre el sistema eléctrico, sin embargo, no se puede aplicar directamente cuando se quiere determinar la capacidad máxima del MPE que puede conectarse en un nudo. Es decir, el numero de soluciones posibles que se pueden dar en un mismo nudo son infinitas, por lo que se requiere de una hipótesis inicial para encontrar una única solución en cada nudo.

Esta hipótesis se fundamenta en que la máxima potencia que puede darse en un nudoes proporcional a su potencia de cortocircuito (Scc). Pudiéndose reflejar en la siguiente ecuación:

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

$$P_{MPE\ base\ i} = \frac{S_{CCi}(MVA)}{WSCR}$$

$$P_{MPE\ Teórica\ i} = k * P_{MPE\ base\ i}$$

Donde:

- $P_{MPE\ base\ i}$, es la capacidad máxima del MPE y a la vez la hipótesis inicial para resolver nuestro problema.
- S_{CCi} , la potencia de cortocircuito del nudo en el que se pretende realizar la conexión del nuevo MPE.
- $P_{MPE\ teórica\ i}$, el valor único de capacidad máxima que obtendremos.

Continuaremos formulando la hipótesis inicial con el fin de obtener el parámetro k , para posteriormente analizar el impacto del nuevo MPE en la red, obteniendo en primer lugar que:

$$WSCR = \frac{\sum_i^N S_{CCi} * P_{MPEi}}{(\sum_i^N P_{MPEi})^2} = \frac{\sum_i^N S_{CCi} * k * P_{MPE\ base\ i}}{(\sum_i^N k * P_{MPE\ base\ i})^2} = \frac{\sum_i^N S_{CCi} * k * P_{MPE\ base\ i}}{k * (\sum_i^N P_{MPE\ base\ i})^2}$$

$$k = \frac{\sum_i^N S_{CCi} * P_{MPE\ base\ i}}{WSCR * (\sum_i^N P_{MPE\ base\ i})^2} = \frac{\frac{1}{WSCR} * \sum_i^N S_{CCi}^2}{\frac{1}{WSCR} * (\sum_i^N S_{CCi})^2} = \frac{\sum_i^N S_{CCi}^2}{(\sum_i^N S_{CCi})^2}$$

El resultado obtenido finalmente es que, la capacidad máxima teórica de MPE en un nudo del sistema eléctrico sigue la siguiente ecuación-:

$$P_{MPE\ Teórica\ i} = \frac{\sum_j^N S_{CCj}^2}{(\sum_j^N S_{CCj})^2} * \frac{S_{CCi}}{WSCR_{Bolsa}}$$

Siendo:

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

- Sccj, la potencia de cortocircuito de los nudos pertenecientes a la misma bolsa a la que se conecta el MPE.
- WSCR Bolsa, el valor del WSCR de la bolsa de nudos donde se va realizar la conexión del nuevo MPE.

Los valores obtenidos anteriormente tendrán que ser comparados con los valores que la REE ha establecido, ya que se establece una capacidad de acceso y esta no debe reducirse. Por esto mismo, la capacidad máxima de acceso para un nudo deberá tomar valores entre, el valor teórico calculado $P_{MPE\ teórica\ i}$ y el valor establecido $P_{MPE\ REE}$.

Siendo $P_{MPE\ teórica\ i}$ el valor máximo que podrá tomar y $P_{MPE\ REE}$ el valor mínimo. Simplificando lo expuesto anteriormente:

- Si obtenemos que $P_{MPE\ teórica\ i} > P_{MPE\ REE}$. La capacidad de ese nudo $P_{MPE\ teórica\ i} = P_{MPE\ base\ i}$
- Si obtenemos que $P_{MPE\ teórica\ i} < P_{MPE\ REE}$; Por normativa tendremos que $P_{MPE\ base\ i} = P_{MPE\ REE}$

Teniendo en cuenta que la REE establece una capacidad máxima de acceso, ligada a criterios de potencia de cortocircuito, del sistema eléctrico peninsular en unos 340 GVA. Esta se reducida a unos 115 GVA puesto que el sistema no aprovecha el 100 % de esta capacidad.

Quedando justificado las bases de nuestro proyecto, procederemos a simular y analizar toda la metodología descrita en los apartados anteriores.

7 Análisis y simulación de escenarios

7.1 Escenario base IEEE 30 bus system

Para realizar todo nuestro proyecto nos hemos basado en el caso base conocido como IEEE-30 bus system data. El caso de prueba de 30 buses del IEEE representa una parte del sistema de energía eléctrica estadounidense (en el medio oeste de Estados Unidos) en diciembre de 1961. Los datos fueron proporcionados amablemente por Iraj Dabbagchi de AEP e introducidos en el formato de datos comunes del IEEE por Rich Christie en la Universidad de Washington en agosto de 1993.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

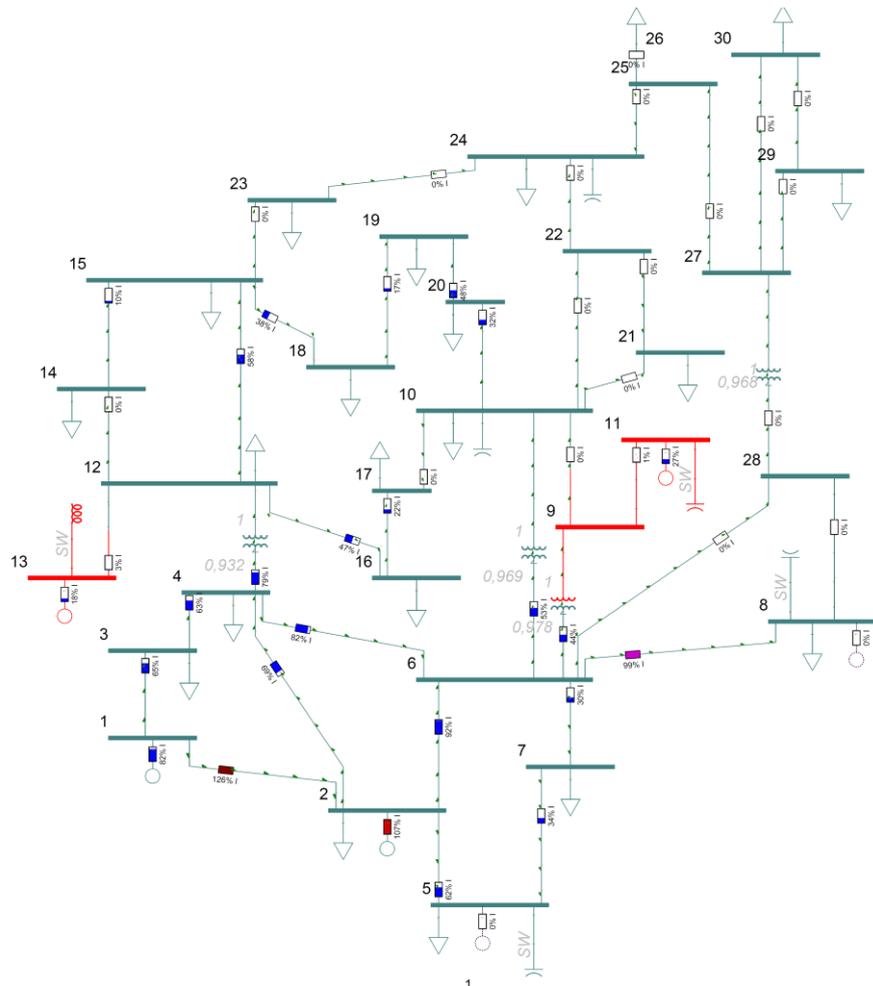


Figura 21 Diagrama IEE 30 bus system creado en el PSS/E.

Este sistema está compuesto por 6 generadores convencionales síncronos, 30 buses, 41 líneas, 3 transformadores de dos devanados y condensadores síncronos.

Para una mayor comprensión del caso base tendremos que definir una clasificación en lo que a buses se refiere.

1) Load bus (Bus de carga; PQ) En este bus se especifican las potencias reales y reactiva especificadas. La tensión y los ángulos de fase no se definen. No hay generadores conectados a este bus.

2) Generator bus (Bus de generación; PV): Este bus también se denomina bus de tensión controlado por tensión. Aquí se especifica la magnitud de la tensión correspondiente a la tensión del generador y la potencia real (P_g). La generación de potencia reactiva (Q_g) y el ángulo de fase de la tensión son parámetros desconocidos para los cálculos del flujo de línea.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

3) Slack Bus (Bus oscilante; SL): También se conoce como bus de oscilación. En este bus se supone que la magnitud de la tensión y el ángulo de fase son parámetros conocidos. La potencia real generada (P_g) y la potencia reactiva (Q_g) se consideran parámetros desconocidos.

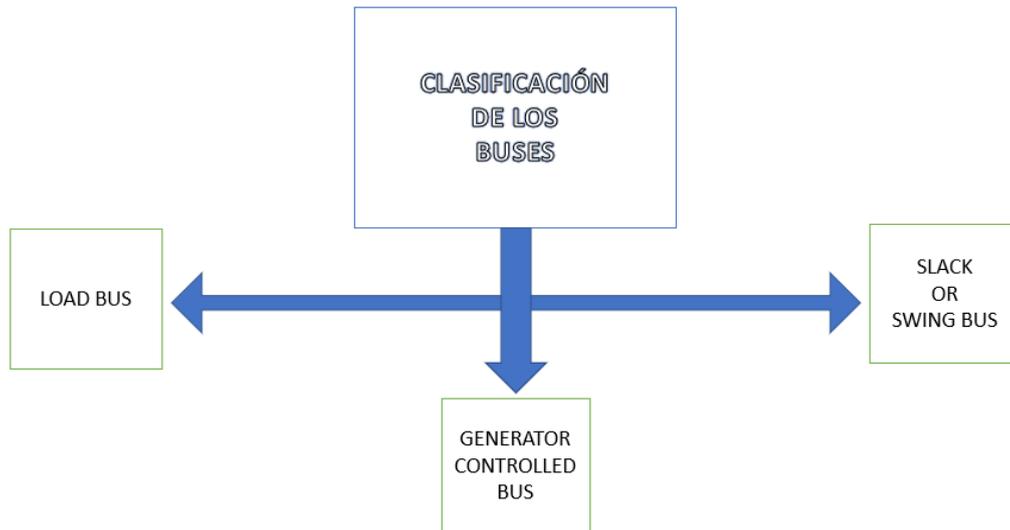


Figura 22 Esquema de la clasificación según tipología de uso.

A continuación, se van a mostrar los datos del caso base de estudio. Primero se muestran los datos de los buses del sistema, donde se presentan la tensión base de cada bus en kV, el tipo de bus (bus de carga PQ, bus de generación PV o slack bus (oscilante) SL), la carga, en MW y MVar, y la generación, en MW, conectada a cada bus.

Antes de proceder a obtener datos específicos, de nuestro sistema, procederemos a mostrar los datos más genéricos comentados anteriormente.

Hay que añadir que, las tensiones base de 11 kV y 1,0 kV fueron las primeras suposiciones y pueden no reflejar los datos reales. En realidad, estos datos no influyen a la hora de demostrar la máxima capacidad de acceso a la red por lo que no se modificarán ninguno de los datos iniciales.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Nº de BUS	Tipología	Tensión base (kV)
1	SL	132
2	PV	132
3	PQ	132
4	PQ	132
5	PV	132
6	PQ	132
7	PQ	132
8	PV	132
9	PQ	1
10	PQ	33
11	PV	11
12	PQ	33
13	PV	11
14	PQ	33
15	PQ	33
16	PQ	33
17	PQ	33
18	PQ	33
19	PQ	33
20	PQ	33
21	PQ	33
22	PQ	33
23	PQ	33
24	PQ	33
25	PQ	33
26	PQ	33
27	PQ	33
28	PQ	132
29	PQ	33
30	PQ	33

Tabla 1 Datos característicos de los buses del sistema base.

8 Simulación del escenario base

En este apartado procederemos a poner en práctica la metodología seguida hasta el momento. Para ello, realizaremos un estudio que nos llevará a determinar la capacidad máxima de conexión de un nuevo MPE, analizando la influencia de los parámetros MIIF y WSCR. Como bien se ha comentado anteriormente, todo el estudio estará basado en la simulación del **IEEE 30 bus system** mediante el software PSS/E.

Los análisis que se realizan a la hora de planificar y estudiar la red de transporte, y los sistemas que lo componen, se basan análisis estáticos y en análisis dinámicos.

➤ Análisis estático de red

Se conocen como análisis estáticos de red aquellos que estudian, en cada caso, el cumplimiento de un conjunto de especificaciones técnicas según las cuales, se exige que ciertos parámetros dentro de unos límites o valores establecidos

En nuestro proyecto hablaremos de estudios basados en flujos de cargas y estudios de cortocircuito. Los estudios de flujo de cargas analizan la capacidad que tiene un sistema mediante los flujos de potencia activa y reactiva, analizando las cargas de los elementos de red y las tensiones en los nudos. Por otra parte, los estudios de cortocircuito son imprescindibles a la hora de caracterizar una red puesto que, se consigue obtener los valores de las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) y las potencias de cortocircuito (S_{cc}) en todos los nudos de la red.

Según la REE, estos análisis estarán orientados a:

Cálculo de la máxima producción para cada nudo y agrupación de nudos y para cada caso, modificando la generación hasta alcanzar el límite de carga no admisible.

Y para los análisis basados en la potencia de cortocircuito, la REE establece que se tendrá en cuenta la influencia eléctrica mutua entre nudos cercanos y entre MPE conectados a ellos. Para ello, la REE estableció una metodología para

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

determinar la capacidad de acceso a la red la cual se expone en profundidad en el siguiente apartado.

➤ Análisis dinámico de red

Aquellos los análisis que se corresponden básicamente con el concepto de estabilidad del sistema eléctrico y que analizan la capacidad de éste para soportar perturbaciones sin que sus parámetros (frecuencia, tensión y corrientes) excedan unos límites transitorios establecidos y evolucionen, en un tiempo admisible, a valores que no provoquen repercusiones inaceptables.

En este proyecto se fundamentará en los estudios de estabilidad dinámica. Siendo esta, la capacidad de un sistema para, tras una perturbación, alcanzar un nuevo estado de equilibrio aceptable o retornar al estado de equilibrio inicial. En estos estudios se analizan las condiciones de estabilidad de las redes futuras previstas y el impacto que las nuevas instalaciones introducen en los tiempos críticos de despeje de las faltas.

Procederemos así a realizar nuestros análisis en el sistema descrito anteriormente, siguiendo la metodología impuesta.

8.1 Análisis estático

8.1.1 Flujos de carga

Los estudios de flujos de carga o de potencia son esenciales en la planificación y modelización de los sistemas de potencia, mediante ellos se pueden obtener las condiciones más favorables para operar dichos sistemas. La principal información que se puede obtener es:

- Magnitudes como tensión, intensidad o ángulo de cada bus, generador o transformador.
- Magnitudes como impedancia, susceptancia, caídas de tensión o variaciones de potencia de cada línea de transmisión.

En la actualidad todos estos datos se pueden obtener gracias a programas como el PSS/E. Este software utiliza varias formulaciones matemáticas para obtener dicho flujo de cargas, siendo el método de Newton-Raphson el utilizado para analizar el flujo de cargas en nuestro proyecto.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

- **Datos característicos IEEE 30 bus system**

En la siguiente tabla comenzaremos exponiendo las diferentes características eléctricas, obtenidas una vez efectuado el flujo de carga, que definen nuestro caso de estudio.

A su vez, se ira exponiendo el código que se utiliza para exportar los datos de PSS/E a una tabla Excell mediante el lenguaje de programación Python.

Nº de BUS	Tensión bus (p.u)	Carga bus		Generación bus	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	1,0600	0,000	0,000	260,950	-16,794
2	1,0431	21,700	12,700	40,000	50,000
3	1,0207	2,400	1,200	0,000	0,000
4	1,0118	7,600	1,600	0,000	0,000
5	1,0100	94,200	19,000	0,000	36,848
6	1,0103	0,000	0,000	0,000	0,000
7	1,0024	22,800	10,900	0,000	0,000
8	1,0100	30,000	30,000	0,000	37,142
9	1,0509	0,000	0,000	0,000	0,000
10	1,0451	5,800	2,000	0,000	0,000
11	1,0820	0,000	0,000	0,000	16,171
12	1,0571	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1,0710	0,000	0,000	0,000	10,618
14	1,0423	6,200	1,600	0,000	0,000
15	1,0377	8,200	2,500	0,000	0,000
16	1,0444	3,500	1,800	0,000	0,000
17	1,0399	9,000	5,800	0,000	0,000
18	1,0282	3,200	0,900	0,000	0,000
19	1,0257	9,500	3,400	0,000	0,000
20	1,0297	2,200	0,700	0,000	0,000
21	1,0327	17,500	11,200	0,000	0,000
22	1,0333	0,000	0,000	0,000	0,000
23	1,0272	3,200	1,600	0,000	0,000
24	1,0216	8,700	6,700	0,000	0,000
25	1,0173	0,000	0,000	0,000	0,000
26	0,9997	3,500	2,300	0,000	0,000
27	1,0232	0,000	0,000	0,000	0,000
28	1,0068	0,000	0,000	0,000	0,000
29	1,0034	2,400	0,900	0,000	0,000
30	0,9919	10,600	1,900	0,000	0,000

Tabla 2 Datos característicos de los buses del sistema base.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Para completar la información de todos los buses de nuestro sistema, mostraremos a continuación las características de los buses generadores. Estos estarán constituidos por una serie de generadores que, a su vez, responden a una serie de parámetros dinámicos expuestos en el Anexo 1.

Nº de BUS	Tensión bus (p.u)	S nominal MVA	P generada MW	Q generada Mvar	Q máx	Q min
1	1,0600	261,4896	260,9497	-16,7940	0,0000	0,0000
2	1,0431	64,0312	40,0000	50,0000	50,0000	-40,0000
5	1,0100	36,8478	0,0000	36,8478	40,0000	-40,0000
8	1,0100	37,1421	0,0000	37,1421	40,0000	-10,0000
11	1,0820	16,1714	0,0000	16,1714	24,0000	-6,0000
13	1,0710	10,6182	0,0000	10,6182	24,0000	-6,0000

Tabla 3 Datos característicos de los buses generadores del sistema base.

Finalmente procederemos a mostrar los datos, de las líneas que componen el caso de estudio, más representativos. En ella se incluyen los buses que une, el valor de la R, la X y la B, todas ellas en p.u.

Donde los valores de línea en p.u tienen como $S_{base} = 100.0$ MVA					
Línea	Desde: Bus n	Hasta: Bus e	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)
1	1	2	0,0192	0,0575	0,0528
2	1	3	0,0452	0,1652	0,0408
3	2	4	0,0570	0,1737	0,0368
4	2	5	0,0472	0,1983	0,0418
5	2	6	0,0581	0,1763	0,0374
6	3	4	0,0132	0,0379	0,0084
7	4	6	0,0119	0,0414	0,0090
8	4	12	0,0000	0,2560	0,0000
9	5	7	0,0460	0,1160	0,0204
10	6	7	0,0267	0,0820	0,0170
11	6	8	0,0120	0,0420	0,0090
12	6	9	0,0000	0,2080	0,0000
13	6	10	0,0000	0,5560	0,0000
14	6	28	0,0169	0,0599	0,0130
15	8	28	0,0636	0,2000	0,0428
16	9	10	0,0000	0,1100	0,0000
17	9	11	0,0000	0,2080	0,0000
18	10	17	0,0324	0,0845	0,0000
19	10	20	0,0936	0,2090	0,0000
20	10	21	0,0348	0,0749	0,0000
21	10	22	0,0727	0,1499	0,0000
22	12	13	0,0000	0,1400	0,0000
23	12	14	0,1231	0,2559	0,0000

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Donde los valores de línea en p.u tienen como $S_{base} = 100.0 \text{ MVA}$					
Línea	Desde: Bus n	Hasta: Bus e	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)
24	12	15	0,0662	0,1304	0,0000
25	12	16	0,0945	0,1987	0,0000
26	14	15	0,2210	0,1997	0,0000
27	15	18	0,1073	0,2185	0,0000
28	15	23	0,1000	0,2020	0,0000
29	16	17	0,0524	0,1923	0,0000
30	18	19	0,0639	0,1292	0,0000
31	19	20	0,0340	0,0680	0,0000
32	21	22	0,0116	0,0236	0,0000
33	22	24	0,1150	0,1790	0,0000
34	23	24	0,1320	0,2700	0,0000
35	24	25	0,1885	0,3292	0,0000
36	25	26	0,2544	0,3800	0,0000
37	25	27	0,1093	0,2087	0,0000
38	27	28	0,0000	0,3960	0,0000
39	27	29	0,2198	0,4153	0,0000
40	27	30	0,3202	0,6027	0,0000
41	29	30	0,2399	0,4533	0,0000

Tabla 4 Datos característicos de los buses del sistema base.

8.1.2 Potencia de cortocircuito S_{cc}

A la hora de llevar a la práctica todos los aspectos teóricos, explicados anteriormente, tendremos que comenzar obteniendo la potencia de cortocircuito de nuestro sistema eléctrico.

Siendo indispensable asumir un criterio para obtener este dato tan característico. Por lo que, para esta simulación, se ha asumido el criterio de cálculo de corriente de cortocircuito debida a una falta trifásica o de tres fases.

Una falta trifásica se da cuando se produce el cortocircuito entre las tres fases, debido rotura de los conductores, fallo en el funcionamiento de los generadores, etc.... Representan del orden del 5 % de las faltas producidas en un sistema, pero son las más restrictivas ya que producen las mayores intensidades de cortocircuito. Se da siempre en sistemas equilibrados, como nuestro sistema.

Para esta corriente de cortocircuito, el programa PSS/E nos proporciona un comando que genera dichas faltas. Estas faltas se obtienen con el circuito equivalente de Thevenin de cada bus estudiado.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

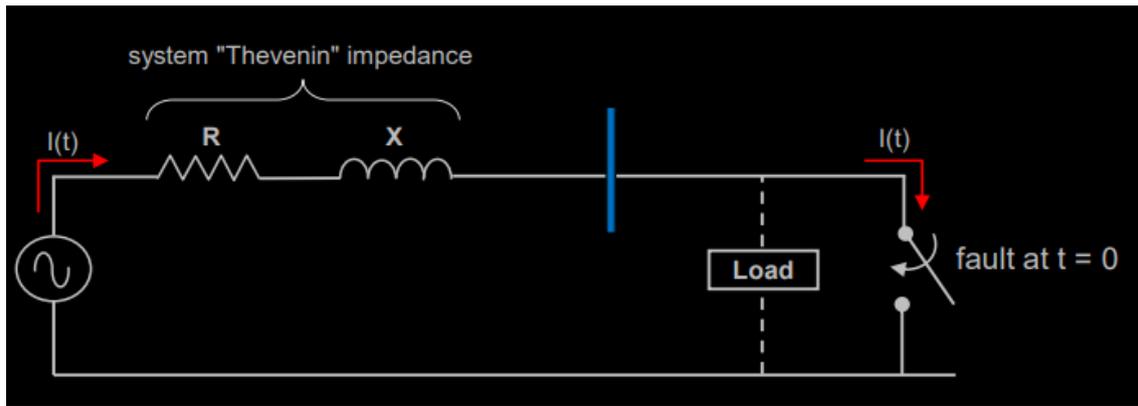


Figura 23 Diagrama unifilar del circuito equivalente de Thevenin usado por PSS/E. (Fuente: Transient Fault Current Derivation 1/07/2002)

Una vez obtenida la corriente de cortocircuito procederemos a obtener la potencia de cortocircuito, siendo esta una pieza clave para el resto de los análisis realizados.

Nº de BUS	$I''_k = I_{cc}$ (kA)	S _{cc} (MVA)
1	6,97	1592,96
2	8,98	2053,14
3	4,96	1134,67
4	6,40	1463,72
5	4,95	1131,16
6	7,26	1660,98
7	4,38	1001,21
8	5,80	1326,30
9	485,59	841,07
10	12,77	730,11
11	42,61	811,76
12	14,21	812,24
13	43,81	834,66
14	6,67	381,35
15	9,77	558,16
16	8,23	470,53
17	9,51	543,85
18	6,33	361,60
19	6,34	362,41
20	6,75	385,82
21	9,97	570,02
22	9,87	564,04
23	6,37	364,22
24	7,30	417,19
25	4,86	277,78
26	2,19	125,26

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Nº de BUS	$I''k = I_{cc}$ (kA)	Sc _{cc} (MVA)
27	5,23	298,71
28	4,30	983,70
29	2,67	152,47
30	2,45	139,85

Tabla 5 Datos característicos de los buses del sistema base.

Utilizando un sistema equilibrado, podremos afirmar que la corriente que se da en una falta trifásica (corriente inicial simétrica de cortocircuito $I''k$) será la corriente de cortocircuito final.

For different fault types Total Fault Current ($I''k$) is determined as below:
 3ph fault = $I''k = I_{a1}$
 LG Fault = $I''k = I_a = 3 \cdot I_{a0}$
 LLG Fault = $I''k = I_b + I_c = 3 \cdot I_{a0} = 2I_{a0} - (I_{a1} + I_{a2})$
 LL Fault = $I''k = I_b = -I_c = a^2 \cdot I_{a1} + a \cdot I_{a2}$

Figura 24 Valores, según PSS/E, de corrientes de cortocircuito según la falta generada.

Siendo la potencia de cortocircuito, Sc_{cc}, igual a:

$$SC_{MVA} = PU_{MVA} \cdot S_{BASE} = \sqrt{3} \cdot I''k \text{ (in kA)} \cdot \text{bus base kV} \quad [\text{where } S_{BASE}=100.0 \text{ MVA}]$$

Siendo indispensable asumir un criterio para obtener este dato tan característico. Por lo que, para esta simulación, se ha asumido el criterio de cálculo de corriente de cortocircuito debida a una falta trifásica o de tres fases.

8.2 Análisis dinámico

Para poder llevar a cabo la metodología impuesta en el apartado 6.2, tendremos que realizar un análisis dinámico de nuestro sistema eléctrico.

Como el resultado de este estudio será obtener el $MIIF_{e,n}$, generaremos en cada bus_n una falta trifásica que nos aportará tanto, una variación de tensión en este bus del 1% como, la variación de tensión que se produce en los demás buses del sistema.

Esta vez, la falta generada será dando valor a la impedancia equivalente de Thevenin y obtener un $\Delta V_{busn} \pm 1\%$.

System Thevenin Equivalent

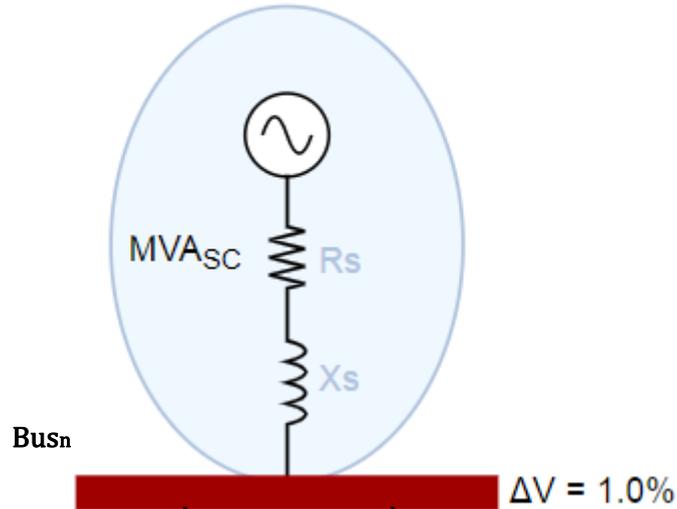


Figura 25 Diagrama unifilar del circuito equivalente de Thevenin usado por PSS/E. (Fuente: Transient Fault Current Derivation 1/07/2002)

Siendo:

$$S_{cc} = MVA_{sc}; Z_{th} = R_s + jX_s; X_{falta} = X_s$$

$$S_{cc} = \frac{V_s^2}{Z_s}$$

Donde:

$$\Delta V_n = V_n - V_n'$$

$$S_n = V_n * I; I = \frac{(V_s - V_n)}{Z_s}$$

$$S_n = P + jQ; S_n' = P + jQ \pm \Delta Q$$

Siendo $+\Delta Q$ si la impedancia es inductiva y $-\Delta Q$ si es capacitiva.

$$\frac{\Delta V_n}{V_n} = \frac{S_n - S_n'}{S_n' + S_{cc}} = \frac{-j\Delta Q}{P + jQ + j\Delta Q + S_{cc}}$$

Finalmente quedará una ecuación que tomará este aspecto:

$$\frac{\Delta V_n}{V_n} = \frac{-\Delta Q}{\sqrt{P^2 + (S_{cc} + Q + \Delta Q)^2}}$$

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Tendremos que asumir que la impedancia conectada al sistema será siempre mucho menor a la que genera el cortocircuito, por lo que tendremos que:

$$\frac{\Delta V_n}{V_n} = \frac{-\Delta Q}{S_{cc}}$$

Se optará por producir una disminución en la tensión, por lo que la impedancia únicamente tendrá componente reactiva capacitiva, de ahí el valor $-\Delta Q$. Para una mayor facilidad operaremos con la potencia reactiva que genera dicha impedancia, quedando reflejados en la siguiente tabla:

Nº de BUS	V_i^{inicial} (p.u)	$-\Delta Q$ para generar una falta (Mvar)	$\Delta V_{\text{teorica}}$ (1%)
1	1,0600	-15,9296	0,0106
2	1,0431	-20,5314	0,0104
3	1,0207	-11,3467	0,0102
4	1,0118	-14,6372	0,0101
5	1,0100	-11,3116	0,0101
6	1,0103	-16,6098	0,0101
7	1,0024	-10,0121	0,0100
8	1,0100	-13,2630	0,0101
9	1,0509	-8,4107	0,0105
10	1,0451	-7,3011	0,0105
11	1,0820	-8,1176	0,0108
12	1,0571	-8,1224	0,0106
13	1,0710	-8,3466	0,0107
14	1,0423	-3,8135	0,0104
15	1,0377	-5,5816	0,0104
16	1,0444	-4,7053	0,0104
17	1,0399	-5,4385	0,0104
18	1,0282	-3,6160	0,0103
19	1,0257	-3,6241	0,0103
20	1,0297	-3,8582	0,0103
21	1,0327	-5,7002	0,0103
22	1,0333	-5,6404	0,0103
23	1,0272	-3,6422	0,0103
24	1,0216	-4,1719	0,0102
25	1,0173	-2,7778	0,0102
26	0,9997	-1,2526	0,0100
27	1,0232	-2,9871	0,0102
28	1,0068	-9,8370	0,0101
29	1,0034	-1,5247	0,0100
30	0,9919	-1,3985	0,0099

Tabla 6 Datos característicos de los buses del sistema base.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Una vez establecidas las condiciones iniciales, procederemos a generar las faltas correspondientes en cada bus. Quedando los resultados reflejados en las siguientes tablas.

En cada columna n se refleja donde se ha producido la falta (bus_n) y en cada fila m , la variación de tensión que se produce en los demás buses (buse_m). Obteniendo una matriz $(\text{Faltabuse}_n / \Delta V_{\text{buse}_m})_{m \times n}$ similar a la buscada en los índices $\text{MIIF}_{e,n}$.

ΔV en Bus	Falta Bus 1	Falta Bus 2	Falta Bus 3	Falta Bus 4	Falta Bus 5	Falta Bus 6	Falta Bus 7
1	0,0115	0,0085	0,0048	0,0052	0,0029	0,0051	0,0028
2	0,0067	0,0114	0,0042	0,0053	0,0035	0,0055	0,0032
3	0,0071	0,0079	0,0107	0,0098	0,0035	0,0083	0,0042
4	0,0060	0,0077	0,0078	0,0109	0,0037	0,0091	0,0045
5	0,0041	0,0066	0,0036	0,0048	0,0109	0,0060	0,0061
6	0,0051	0,0071	0,0058	0,0081	0,0041	0,0112	0,0054
7	0,0047	0,0070	0,0049	0,0068	0,0069	0,0091	0,0106
8	0,0044	0,0061	0,0051	0,0070	0,0035	0,0098	0,0047
9	0,0039	0,0054	0,0046	0,0064	0,0030	0,0082	0,0040
10	0,0043	0,0059	0,0051	0,0071	0,0032	0,0087	0,0042
11	0,0019	0,0027	0,0023	0,0032	0,0015	0,0041	0,0020
12	0,0039	0,0052	0,0050	0,0070	0,0027	0,0069	0,0034
13	0,0023	0,0031	0,0029	0,0041	0,0016	0,0041	0,0020

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

ΔV en Bus	Falta Bus 1	Falta Bus 2	Falta Bus 3	Falta Bus 4	Falta Bus 5	Falta Bus 6	Falta Bus 7
14	0,0041	0,0054	0,0051	0,0071	0,0028	0,0073	0,0036
15	0,0041	0,0055	0,0051	0,0072	0,0029	0,0076	0,0037
16	0,0041	0,0055	0,0051	0,0071	0,0029	0,0077	0,0038
17	0,0042	0,0058	0,0051	0,0071	0,0031	0,0085	0,0041
18	0,0042	0,0057	0,0052	0,0072	0,0030	0,0081	0,0039
19	0,0043	0,0058	0,0052	0,0073	0,0031	0,0084	0,0041
20	0,0043	0,0058	0,0052	0,0072	0,0032	0,0084	0,0041
21	0,0044	0,0060	0,0052	0,0072	0,0033	0,0088	0,0043
22	0,0044	0,0060	0,0052	0,0073	0,0033	0,0089	0,0043
23	0,0043	0,0058	0,0053	0,0074	0,0031	0,0083	0,0040
24	0,0045	0,0062	0,0054	0,0076	0,0034	0,0091	0,0044
25	0,0048	0,0067	0,0057	0,0079	0,0037	0,0101	0,0049
26	0,0049	0,0068	0,0058	0,0081	0,0038	0,0102	0,0050
27	0,0050	0,0069	0,0058	0,0081	0,0039	0,0106	0,0051
28	0,0049	0,0069	0,0056	0,0078	0,0039	0,0108	0,0052
29	0,0051	0,0071	0,0059	0,0082	0,0040	0,0108	0,0052
30	0,0052	0,0071	0,0060	0,0083	0,0040	0,0109	0,0053

Tabla 7 . ΔV_{bus_e} generado por una falta en bus_n (Bus 1-7).

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

ΔV en Bus	Falta Bus 8	Falta Bus 9	Falta Bus 10	Falta Bus 11	Falta Bus 12	Falta Bus 13	Falta Bus 14
1	0,0036	0,0021	0,0019	0,0010	0,0020	0,0013	0,0010
2	0,0039	0,0022	0,0021	0,0011	0,0021	0,0013	0,0010
3	0,0058	0,0035	0,0033	0,0017	0,0037	0,0023	0,0017
4	0,0063	0,0038	0,0036	0,0019	0,0040	0,0025	0,0019
5	0,0042	0,0023	0,0022	0,0012	0,0020	0,0013	0,0010
6	0,0078	0,0043	0,0039	0,0021	0,0036	0,0022	0,0017
7	0,0064	0,0035	0,0032	0,0017	0,0030	0,0019	0,0014
8	0,011	0,0038	0,0035	0,0019	0,0032	0,0020	0,0015
9	0,0058	0,0118	0,0079	0,0058	0,0049	0,0030	0,0025
10	0,0062	0,0092	0,0121	0,0045	0,0068	0,0042	0,0035
11	0,0029	0,0058	0,0039	0,0118	0,0024	0,0015	0,0012
12	0,0049	0,0049	0,0059	0,0024	0,012	0,0074	0,0052
13	0,0029	0,0029	0,0035	0,0014	0,0071	0,0117	0,0031
14	0,0052	0,0055	0,0067	0,0027	0,0115	0,0071	0,0106
15	0,0054	0,0060	0,0074	0,0029	0,0108	0,0067	0,0065
16	0,0055	0,0068	0,0086	0,0033	0,0098	0,0061	0,0045
17	0,0060	0,0085	0,0111	0,0042	0,0078	0,0048	0,0038

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

ΔV en Bus	Falta Bus 8	Falta Bus 9	Falta Bus 10	Falta Bus 11	Falta Bus 12	Falta Bus 13	Falta Bus 14
18	0,0057	0,0072	0,0092	0,0035	0,0095	0,0059	0,0055
19	0,0059	0,0079	0,0102	0,0039	0,0087	0,0054	0,0049
20	0,0060	0,0082	0,0107	0,0041	0,0082	0,0051	0,0046
21	0,0063	0,0090	0,0118	0,0044	0,0070	0,0043	0,0037
22	0,0063	0,0089	0,0116	0,0044	0,0070	0,0043	0,0037
23	0,0059	0,0068	0,0085	0,0033	0,0095	0,0059	0,0056
24	0,0066	0,0078	0,0099	0,0038	0,0077	0,0048	0,0043
25	0,0075	0,0067	0,0079	0,0033	0,0064	0,0039	0,0034
26	0,0077	0,0068	0,0080	0,0033	0,0065	0,0040	0,0035
27	0,0081	0,0059	0,0066	0,0029	0,0054	0,0034	0,0029
28	0,0085	0,0044	0,0042	0,0022	0,0037	0,0023	0,0018
29	0,0083	0,0060	0,0067	0,0030	0,0055	0,0034	0,0029
30	0,0084	0,0061	0,0068	0,0030	0,0056	0,0035	0,0030

Tabla 8. ΔV_{bus_e} generado por una falta en bus_n (Bus 8-14).

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

ΔV en Bus	Falta Bus 15	Falta Bus 16	Falta Bus 17	Falta Bus 18	Falta Bus 19	Falta Bus 20	Falta Bus 21	Falta Bus 22
1	0,0014	0,0012	0,0014	0,0009	0,0009	0,0010	0,0015	0,0015
2	0,0015	0,0013	0,0015	0,0010	0,0010	0,0011	0,0016	0,0016
3	0,0025	0,0021	0,0025	0,0016	0,0016	0,0017	0,0026	0,0026
4	0,0028	0,0023	0,0027	0,0018	0,0018	0,0019	0,0028	0,0028
5	0,0015	0,0013	0,0016	0,0010	0,0010	0,0011	0,0017	0,0017
6	0,0026	0,0023	0,0028	0,0018	0,0018	0,0020	0,0031	0,0030
7	0,0022	0,0019	0,0023	0,0015	0,0015	0,0016	0,0025	0,0025
8	0,0023	0,0020	0,0025	0,0016	0,0016	0,0017	0,0027	0,0027
9	0,0039	0,0038	0,0054	0,0030	0,0033	0,0036	0,0059	0,0058
10	0,0056	0,0055	0,0082	0,0044	0,0049	0,0055	0,0090	0,0088
11	0,0019	0,0019	0,0027	0,0015	0,0016	0,0018	0,0029	0,0029
12	0,0072	0,0056	0,0050	0,0040	0,0036	0,0037	0,0047	0,0047
13	0,0042	0,0033	0,0030	0,0024	0,0022	0,0022	0,0028	0,0028
14	0,0095	0,0056	0,0054	0,0051	0,0045	0,0045	0,0054	0,0054
15	0,0113	0,0056	0,0058	0,0060	0,0052	0,0052	0,0060	0,0060
16	0,0065	0,0113	0,0084	0,0042	0,0042	0,0045	0,0066	0,0065
17	0,0059	0,0073	0,0116	0,0044	0,0047	0,0052	0,0083	0,0081

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

ΔV en Bus	Falta Bus 15	Falta Bus 16	Falta Bus 17	Falta Bus 18	Falta Bus 19	Falta Bus 20	Falta Bus 21	Falta Bus 22
18	0,0094	0,0056	0,0067	0,0107	0,0088	0,0082	0,0071	0,0071
19	0,0082	0,0057	0,0073	0,0088	0,0108	0,0101	0,0078	0,0077
20	0,0076	0,0056	0,0075	0,0077	0,0094	0,011	0,0081	0,0080
21	0,0059	0,0055	0,0080	0,0045	0,0049	0,0054	0,0117	0,0110
22	0,0060	0,0055	0,0079	0,0045	0,0049	0,0054	0,0111	0,0116
23	0,0095	0,0055	0,0063	0,0054	0,0050	0,0051	0,0073	0,0075
24	0,0070	0,0053	0,0069	0,0046	0,0047	0,0050	0,0091	0,0094
25	0,0056	0,0043	0,0056	0,0037	0,0037	0,0040	0,0071	0,0073
26	0,0057	0,0043	0,0057	0,0037	0,0038	0,0041	0,0072	0,0075
27	0,0046	0,0036	0,0047	0,0030	0,0031	0,0033	0,0058	0,0059
28	0,0028	0,0024	0,0030	0,0019	0,0019	0,0021	0,0033	0,0033
29	0,0047	0,0037	0,0048	0,0031	0,0032	0,0034	0,0059	0,0061
30	0,0048	0,0037	0,0048	0,0032	0,0032	0,0035	0,0060	0,0061

Tabla 9 . ΔV_{bus_e} generado por una falta en bus_n (Bus 15-22).

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

ΔV en Bus	Falta Bus 23	Falta Bus 24	Falta Bus 25	Falta Bus 26	Falta Bus 27	Falta Bus 28	Falta Bus 29	Falta Bus 30
1	0,0009	0,0011	0,0008	0,0004	0,0009	0,0029	0,0005	0,0004
2	0,0010	0,0012	0,0009	0,0004	0,0010	0,0032	0,0005	0,0004
3	0,0016	0,0019	0,0013	0,0006	0,0015	0,0048	0,0007	0,0007
4	0,0018	0,0021	0,0015	0,0007	0,0016	0,0052	0,0008	0,0007
5	0,0010	0,0012	0,0009	0,0004	0,0010	0,0034	0,0005	0,0005
6	0,0018	0,0023	0,0017	0,0007	0,0019	0,0064	0,0009	0,0009
7	0,0015	0,0019	0,0014	0,0006	0,0016	0,0052	0,0008	0,0007
8	0,0016	0,0020	0,0016	0,0007	0,0018	0,0062	0,0009	0,0008
9	0,0028	0,0037	0,0021	0,0009	0,0020	0,0049	0,0010	0,0009
10	0,0041	0,0054	0,0029	0,0013	0,0026	0,0054	0,0013	0,0012
11	0,0014	0,0018	0,0010	0,0005	0,0010	0,0024	0,0005	0,0005
12	0,0040	0,0037	0,0020	0,0009	0,0019	0,0042	0,0009	0,0009
13	0,0024	0,0022	0,0012	0,0005	0,0011	0,0025	0,0006	0,0005
14	0,0052	0,0045	0,0024	0,0011	0,0022	0,0045	0,0011	0,0010
15	0,0061	0,0051	0,0027	0,0012	0,0024	0,0047	0,0012	0,0011
16	0,0041	0,0045	0,0024	0,0011	0,0022	0,0047	0,0011	0,0010
17	0,0041	0,0051	0,0027	0,0012	0,0025	0,0052	0,0012	0,0011

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

ΔV en Bus	Falta Bus 23	Falta Bus 24	Falta Bus 25	Falta Bus 26	Falta Bus 27	Falta Bus 28	Falta Bus 29	Falta Bus 30
18	0,0055	0,0053	0,0028	0,0012	0,0025	0,0050	0,0013	0,0011
19	0,0051	0,0054	0,0028	0,0013	0,0026	0,0052	0,0013	0,0012
20	0,0048	0,0054	0,0029	0,0013	0,0026	0,0052	0,0013	0,0012
21	0,0046	0,0065	0,0034	0,0015	0,0030	0,0056	0,0015	0,0014
22	0,0048	0,0068	0,0035	0,0016	0,0031	0,0056	0,0016	0,0014
23	0,0107	0,0076	0,0039	0,0017	0,0034	0,0054	0,0017	0,0015
24	0,0067	0,011	0,0055	0,0024	0,0046	0,0063	0,0023	0,0021
25	0,0051	0,0082	0,0106	0,0047	0,0087	0,0082	0,0043	0,0039
26	0,0052	0,0083	0,0108	0,0096	0,0088	0,0083	0,0044	0,0040
27	0,0041	0,0064	0,0079	0,0035	0,0111	0,0093	0,0055	0,0050
28	0,0020	0,0026	0,0023	0,0010	0,0028	0,0107	0,0014	0,0013
29	0,0042	0,0065	0,0081	0,0036	0,0093	0,0095	0,0102	0,0075
30	0,0042	0,0066	0,0082	0,0037	0,0095	0,0096	0,0084	0,0101

Tabla 10 . ΔV_{bus_e} generado por una falta en bus_n (Bus 23-30).

Como se puede observar en todas las tablas, se ha conseguido una producir una variación de tensión (ΔV_n) con un valor del **1,109%** respecto a la tensión inicial del bus_n . Podremos dar por válida el análisis de las diferentes faltas creadas.

Hay que añadir que esta variación producida se ha resaltado con un color amarillo, coincidiendo con la diagonal principal. Se puede observar que $\Delta V_{e,n} \neq \Delta V_{n,e}$ dándonos una información anticipada de la influencia de un bus respecto a los demás.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Una vez se han completado los diferentes análisis procederemos a replicar, la metodología seguida para dictaminar si un MPE puede adherirse a nuestro sistema eléctrico.

8.3 Otros análisis: Zonas de influencia

Todos los datos obtenidos anteriormente nos valdrán para poder llevar a cabo, de manera numérica, la determinación de la capacidad de acceso a la red de u MPE.

Particularizando el apartado 6.2 a nuestro caso de estudio, procederemos a exponer los datos obtenidos referido al índice MIIF. En las siguientes tablas, expondremos los índices obtenidos durante la simulación con PSS/E.

MIIFe,n	$\Delta Vn=1$	$\Delta Vn=2$	$\Delta Vn=3$	$\Delta Vn=4$	$\Delta Vn=5$	$\Delta Vn=6$	$\Delta Vn=7$
$\Delta Ve=1$	1,0000	0,7456	0,4486	0,4771	0,2661	0,4554	0,2642
$\Delta Ve=2$	0,5826	1,0000	0,3925	0,4862	0,3211	0,4911	0,3019
$\Delta Ve=3$	0,6174	0,6930	1,0000	0,8991	0,3211	0,7411	0,3962
$\Delta Ve=4$	0,5217	0,6754	0,7290	1,0000	0,3394	0,8125	0,4245
$\Delta Ve=5$	0,3565	0,5789	0,3364	0,4404	1,0000	0,5357	0,5755
$\Delta Ve=6$	0,4435	0,6228	0,5421	0,7431	0,3761	1,0000	0,5094
$\Delta Ve=7$	0,4087	0,6140	0,4579	0,6239	0,6330	0,8125	1,0000
$\Delta Ve=8$	0,3826	0,5351	0,4766	0,6422	0,3211	0,8750	0,4434
$\Delta Ve=9$	0,3391	0,4737	0,4299	0,5872	0,2752	0,7321	0,3774
$\Delta Ve=10$	0,3739	0,5175	0,4766	0,6514	0,2936	0,7768	0,3962
$\Delta Ve=11$	0,1652	0,2368	0,2150	0,2936	0,1376	0,3661	0,1887
$\Delta Ve=12$	0,3391	0,4561	0,4673	0,6422	0,2477	0,6161	0,3208

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

MIIFe,n	$\Delta V_n=1$	$\Delta V_n=2$	$\Delta V_n=3$	$\Delta V_n=4$	$\Delta V_n=5$	$\Delta V_n=6$	$\Delta V_n=7$
$\Delta V_e=13$	0,2000	0,2719	0,2710	0,3761	0,1468	0,3661	0,1887
$\Delta V_e=14$	0,3565	0,4737	0,4766	0,6514	0,2569	0,6518	0,3396
$\Delta V_e=15$	0,3565	0,4825	0,4766	0,6606	0,2661	0,6786	0,3491
$\Delta V_e=16$	0,3565	0,4825	0,4766	0,6514	0,2661	0,6875	0,3585
$\Delta V_e=17$	0,3652	0,5088	0,4766	0,6514	0,2844	0,7589	0,3868
$\Delta V_e=18$	0,3652	0,5000	0,4860	0,6606	0,2752	0,7232	0,3679
$\Delta V_e=19$	0,3739	0,5088	0,4860	0,6697	0,2844	0,7500	0,3868
$\Delta V_e=20$	0,3739	0,5088	0,4860	0,6606	0,2936	0,7500	0,3868
$\Delta V_e=21$	0,3826	0,5263	0,4860	0,6606	0,3028	0,7857	0,4057
$\Delta V_e=22$	0,3826	0,5263	0,4860	0,6697	0,3028	0,7946	0,4057
$\Delta V_e=23$	0,3739	0,5088	0,4953	0,6789	0,2844	0,7411	0,3774
$\Delta V_e=24$	0,3913	0,5439	0,5047	0,6972	0,3119	0,8125	0,4151
$\Delta V_e=25$	0,4174	0,5877	0,5327	0,7248	0,3394	0,9018	0,4623
$\Delta V_e=26$	0,4261	0,5965	0,5421	0,7431	0,3486	0,9107	0,4717
$\Delta V_e=27$	0,4348	0,6053	0,5421	0,7431	0,3578	0,9464	0,4811
$\Delta V_e=28$	0,4261	0,6053	0,5234	0,7156	0,3578	0,9643	0,4906
$\Delta V_e=29$	0,4435	0,6228	0,5514	0,7523	0,3670	0,9643	0,4906
$\Delta V_e=30$	0,4522	0,6228	0,5607	0,7615	0,3670	0,9732	0,5000

Tabla 11 Matriz MIIFe,n. de los buses 1-7.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

MIIFe,n	$\Delta V_n=8$	$\Delta V_n=9$	$\Delta V_n=10$	$\Delta V_n=11$	$\Delta V_n=12$	$\Delta V_n=13$	$\Delta V_n=14$
$\Delta V_e=1$	0,3273	0,1780	0,1570	0,0847	0,1667	0,1111	0,0943
$\Delta V_e=2$	0,3545	0,1864	0,1736	0,0932	0,1750	0,1111	0,0943
$\Delta V_e=3$	0,5273	0,2966	0,2727	0,1441	0,3083	0,1966	0,1604
$\Delta V_e=4$	0,5727	0,3220	0,2975	0,1610	0,3333	0,2137	0,1792
$\Delta V_e=5$	0,3818	0,1949	0,1818	0,1017	0,1667	0,1111	0,0943
$\Delta V_e=6$	0,7091	0,3644	0,3223	0,1780	0,3000	0,1880	0,1604
$\Delta V_e=7$	0,5818	0,2966	0,2645	0,1441	0,2500	0,1624	0,1321
$\Delta V_e=8$	1,0000	0,3220	0,2893	0,1610	0,2667	0,1709	0,1415
$\Delta V_e=9$	0,5273	1,0000	0,6529	0,4915	0,4083	0,2564	0,2358
$\Delta V_e=10$	0,5636	0,7797	1,0000	0,3814	0,5667	0,3590	0,3302
$\Delta V_e=11$	0,2636	0,4915	0,3223	1,0000	0,2000	0,1282	0,1132
$\Delta V_e=12$	0,4455	0,4153	0,4876	0,2034	1,0000	0,6325	0,4906
$\Delta V_e=13$	0,2636	0,2458	0,2893	0,1186	0,5917	1,0000	0,2925
$\Delta V_e=14$	0,4727	0,4661	0,5537	0,2288	0,9583	0,6068	1,0000
$\Delta V_e=15$	0,4909	0,5085	0,6116	0,2458	0,9000	0,5726	0,6132
$\Delta V_e=16$	0,5000	0,5763	0,7107	0,2797	0,8167	0,5214	0,4245
$\Delta V_e=17$	0,5455	0,7203	0,9174	0,3559	0,6500	0,4103	0,3585
$\Delta V_e=18$	0,5182	0,6102	0,7603	0,2966	0,7917	0,5043	0,5189
$\Delta V_e=19$	0,5364	0,6695	0,8430	0,3305	0,7250	0,4615	0,4623
$\Delta V_e=20$	0,5455	0,6949	0,8843	0,3475	0,6833	0,4359	0,4340

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

MIIFe,n	$\Delta Vn=8$	$\Delta Vn=9$	$\Delta Vn=10$	$\Delta Vn=11$	$\Delta Vn=12$	$\Delta Vn=13$	$\Delta Vn=14$
$\Delta Ve=21$	0,5727	0,7627	0,9752	0,3729	0,5833	0,3675	0,3491
$\Delta Ve=22$	0,5727	0,7542	0,9587	0,3729	0,5833	0,3675	0,3491
$\Delta Ve=23$	0,5364	0,5763	0,7025	0,2797	0,7917	0,5043	0,5283
$\Delta Ve=24$	0,6000	0,6610	0,8182	0,3220	0,6417	0,4103	0,4057
$\Delta Ve=25$	0,6818	0,5678	0,6529	0,2797	0,5333	0,3333	0,3208
$\Delta Ve=26$	0,7000	0,5763	0,6612	0,2797	0,5417	0,3419	0,3302
$\Delta Ve=27$	0,7364	0,5000	0,5455	0,2458	0,4500	0,2906	0,2736
$\Delta Ve=28$	0,7727	0,3729	0,3471	0,1864	0,3083	0,1966	0,1698
$\Delta Ve=29$	0,7545	0,5085	0,5537	0,2542	0,4583	0,2906	0,2736
$\Delta Ve=30$	0,7636	0,5169	0,5620	0,2542	0,4667	0,2991	0,2830

Tabla 12 Matriz MIIFe,n. de los buses 8-14.

MIIFe,n	$\Delta Vn=15$	$\Delta Vn=16$	$\Delta Vn=17$	$\Delta Vn=18$	$\Delta Vn=19$	$\Delta Vn=20$	$\Delta Vn=21$	$\Delta Vn=22$
$\Delta Ve=1$	0,1239	0,1062	0,1207	0,0841	0,0833	0,0909	0,1282	0,1293
$\Delta Ve=2$	0,1327	0,1150	0,1293	0,0935	0,0926	0,1000	0,1368	0,1379
$\Delta Ve=3$	0,2212	0,1858	0,2155	0,1495	0,1481	0,1545	0,2222	0,2241
$\Delta Ve=4$	0,2478	0,2035	0,2328	0,1682	0,1667	0,1727	0,2393	0,2414
$\Delta Ve=5$	0,1327	0,1150	0,1379	0,0935	0,0926	0,1000	0,1453	0,1466
$\Delta Ve=6$	0,2301	0,2035	0,2414	0,1682	0,1667	0,1818	0,2650	0,2586
$\Delta Ve=7$	0,1947	0,1681	0,1983	0,1402	0,1389	0,1455	0,2137	0,2155
$\Delta Ve=8$	0,2035	0,1770	0,2155	0,1495	0,1481	0,1545	0,2308	0,2328

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

MIIFe,n	$\Delta V_n=15$	$\Delta V_n=16$	$\Delta V_n=17$	$\Delta V_n=18$	$\Delta V_n=19$	$\Delta V_n=20$	$\Delta V_n=21$	$\Delta V_n=22$
$\Delta V_e=9$	0,3451	0,3363	0,4655	0,2804	0,3056	0,3273	0,5043	0,5000
$\Delta V_e=10$	0,4956	0,4867	0,7069	0,4112	0,4537	0,5000	0,7692	0,7586
$\Delta V_e=11$	0,1681	0,1681	0,2328	0,1402	0,1481	0,1636	0,2479	0,2500
$\Delta V_e=12$	0,6372	0,4956	0,4310	0,3738	0,3333	0,3364	0,4017	0,4052
$\Delta V_e=13$	0,3717	0,2920	0,2586	0,2243	0,2037	0,2000	0,2393	0,2414
$\Delta V_e=14$	0,8407	0,4956	0,4655	0,4766	0,4167	0,4091	0,4615	0,4655
$\Delta V_e=15$	1,0000	0,4956	0,5000	0,5607	0,4815	0,4727	0,5128	0,5172
$\Delta V_e=16$	0,5752	1,0000	0,7241	0,3925	0,3889	0,4091	0,5641	0,5603
$\Delta V_e=17$	0,5221	0,6460	1,0000	0,4112	0,4352	0,4727	0,7094	0,6983
$\Delta V_e=18$	0,8319	0,4956	0,5776	1,0000	0,8148	0,7455	0,6068	0,6121
$\Delta V_e=19$	0,7257	0,5044	0,6293	0,8224	1,0000	0,9182	0,6667	0,6638
$\Delta V_e=20$	0,6726	0,4956	0,6466	0,7196	0,8704	1,0000	0,6923	0,6897
$\Delta V_e=21$	0,5221	0,4867	0,6897	0,4206	0,4537	0,4909	1,0000	0,9483
$\Delta V_e=22$	0,5310	0,4867	0,6810	0,4206	0,4537	0,4909	0,9487	1,0000
$\Delta V_e=23$	0,8407	0,4867	0,5431	0,5047	0,4630	0,4636	0,6239	0,6466
$\Delta V_e=24$	0,6195	0,4690	0,5948	0,4299	0,4352	0,4545	0,7778	0,8103
$\Delta V_e=25$	0,4956	0,3805	0,4828	0,3458	0,3426	0,3636	0,6068	0,6293
$\Delta V_e=26$	0,5044	0,3805	0,4914	0,3458	0,3519	0,3727	0,6154	0,6466
$\Delta V_e=27$	0,4071	0,3186	0,4052	0,2804	0,2870	0,3000	0,4957	0,5086
$\Delta V_e=28$	0,2478	0,2124	0,2586	0,1776	0,1759	0,1909	0,2821	0,2845

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

MIIFe,n	$\Delta V_n=15$	$\Delta V_n=16$	$\Delta V_n=17$	$\Delta V_n=18$	$\Delta V_n=19$	$\Delta V_n=20$	$\Delta V_n=21$	$\Delta V_n=22$
$\Delta V_e=29$	0,4159	0,3274	0,4138	0,2897	0,2963	0,3091	0,5043	0,5259
$\Delta V_e=30$	0,4248	0,3274	0,4138	0,2991	0,2963	0,3182	0,5128	0,5259

Tabla 13 Matriz MIIFe,n. de los buses 15-22.

MIIFe,n	$\Delta V_n=23$	$\Delta V_n=24$	$\Delta V_n=25$	$\Delta V_n=26$	$\Delta V_n=27$	$\Delta V_n=28$	$\Delta V_n=29$	$\Delta V_n=30$
$\Delta V_e=1$	0,0841	0,1000	0,0755	0,0417	0,0811	0,2710	0,0490	0,0396
$\Delta V_e=2$	0,0935	0,1091	0,0849	0,0417	0,0901	0,2991	0,0490	0,0396
$\Delta V_e=3$	0,1495	0,1727	0,1226	0,0625	0,1351	0,4486	0,0686	0,0693
$\Delta V_e=4$	0,1682	0,1909	0,1415	0,0729	0,1441	0,4860	0,0784	0,0693
$\Delta V_e=5$	0,0935	0,1091	0,0849	0,0417	0,0901	0,3178	0,0490	0,0495
$\Delta V_e=6$	0,1682	0,2091	0,1604	0,0729	0,1712	0,5981	0,0882	0,0891
$\Delta V_e=7$	0,1402	0,1727	0,1321	0,0625	0,1441	0,4860	0,0784	0,0693
$\Delta V_e=8$	0,1495	0,1818	0,1509	0,0729	0,1622	0,5794	0,0882	0,0792
$\Delta V_e=9$	0,2617	0,3364	0,1981	0,0938	0,1802	0,4579	0,0980	0,0891
$\Delta V_e=10$	0,3832	0,4909	0,2736	0,1354	0,2342	0,5047	0,1275	0,1188
$\Delta V_e=11$	0,1308	0,1636	0,0943	0,0521	0,0901	0,2243	0,0490	0,0495
$\Delta V_e=12$	0,3738	0,3364	0,1887	0,0938	0,1712	0,3925	0,0882	0,0891
$\Delta V_e=13$	0,2243	0,2000	0,1132	0,0521	0,0991	0,2336	0,0588	0,0495
$\Delta V_e=14$	0,4860	0,4091	0,2264	0,1146	0,1982	0,4206	0,1078	0,0990
$\Delta V_e=15$	0,5701	0,4636	0,2547	0,1250	0,2162	0,4393	0,1176	0,1089
$\Delta V_e=16$	0,3832	0,4091	0,2264	0,1146	0,1982	0,4393	0,1078	0,0990

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

MIIF_{e,n}	ΔV_{n=23}	ΔV_{n=24}	ΔV_{n=25}	ΔV_{n=26}	ΔV_{n=27}	ΔV_{n=28}	ΔV_{n=29}	ΔV_{n=30}
c=17	0,3832	0,4636	0,2547	0,1250	0,2252	0,4860	0,1176	0,1089
ΔV_{e=18}	0,5140	0,4818	0,2642	0,1250	0,2252	0,4673	0,1275	0,1089
ΔV_{e=19}	0,4766	0,4909	0,2642	0,1354	0,2342	0,4860	0,1275	0,1188
ΔV_{e=20}	0,4486	0,4909	0,2736	0,1354	0,2342	0,4860	0,1275	0,1188
ΔV_{e=21}	0,4299	0,5909	0,3208	0,1563	0,2703	0,5234	0,1471	0,1386
ΔV_{e=22}	0,4486	0,6182	0,3302	0,1667	0,2793	0,5234	0,1569	0,1386
ΔV_{e=23}	1,0000	0,6909	0,3679	0,1771	0,3063	0,5047	0,1667	0,1485
ΔV_{e=24}	0,6262	1,0000	0,5189	0,2500	0,4144	0,5888	0,2255	0,2079
ΔV_{e=25}	0,4766	0,7455	1,0000	0,4896	0,7838	0,7664	0,4216	0,3861
ΔV_{e=26}	0,4860	0,7545	1,0189	1,0000	0,7928	0,7757	0,4314	0,3960
ΔV_{e=27}	0,3832	0,5818	0,7453	0,3646	1,0000	0,8692	0,5392	0,4950
ΔV_{e=28}	0,1869	0,2364	0,2170	0,1042	0,2523	1,0000	0,1373	0,1287
ΔV_{e=29}	0,3925	0,5909	0,7642	0,3750	0,8378	0,8879	1,0000	0,7426
ΔV_{e=30}	0,3925	0,6000	0,7736	0,3854	0,8559	0,8972	0,8235	1,0000

Tabla 14 Matriz MIIF_{e,n} de los buses 23-30.

En cada celda queda representado el valor de la matriz MIIF_{n,e}, donde las columnas serán el valor de ΔV_n y las filas serán el valor ΔV_e.

Podemos observar que a medida que un bus tiene influencia sobre otro, el índice MIIF se aproxima a la unidad. Siendo máximo, remarcados en amarillo, en los propios buses y mínimo donde menos influencia ejerce ese bus.

Tendremos que confirmar que se cumple que, en la matriz MIIF la diagonal es la unidad y que MIIF_{e,n} ≠ MIIF_{n,e}.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

8.4 Otros análisis: Bolsa de nudos

Una vez se ha conseguido obtener los índices MIIF de nuestro sistema eléctrico procedemos a obtener las diferentes bolsas de nudos. Estas estarán compuestas, en cada nudo, por aquellos nudos que superan un valor umbral del MIIF.

Este $MIIF_{umbral}$ dictaminado por la REE tiene un valor de 0,95, es decir, que solo considera las bolsas de nudos con un grado de interacción muy elevado, aunque tendremos que añadir que a partir de un valor $MIIF_{umbral}$ de 0,15 ya se pueden observar interacciones.

Para dar una mayor variedad a nuestro proyecto se ha decidido dar más valores de $MIIF_{umbral}$ que aquel dado por la REE. Así podremos reflejar un mayor número de bolsas y con ello analizar diferentes casos de cara a la capacidad de acceso de un MPE.

En la siguiente tabla se exponen las diferentes bolsas de nudos para los $MIIF_{umbral}$ propuestos.

BOLSA DE NUDOS IEEE 30 BUS SYSTEM					
$MIIF_{umbral}$ Buss	0,95	0,9	0,85	0,75	0,55
1	-	-	-	-	2
2	-	-	-	-	1
3	-	-	4	4	1;2;4;6
4	-	-	-	6	2;3;6;8
5	-	-	-	-	2;7
6	-	-	-	-	2;4;8;28

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

BOLSA DE NUDOS IEEE 30 BUS SYSTEM					
<i>MIIFumbral</i> <i>Buss</i>	0,95	0,9	0,85	0,75	0,55
7	-	-	-	6	2;4;5;6;8
8	-	-	6	6	4;6;28
9	-	-	-	-	4;6;10
10	-	-	-	6;9;21;22	4;6;8;9;12;17;21;22
11	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	4;6;13;15
13	-	-	-	-	12
14	12	12	12	12;15	4;6;12;13;15
15	-	-	12	12	4;6;10;12;13;14;18;23
16	-	-	-	12	4;6;9;10;12;15;17;21;22
17	-	10	10	6;10	4;6;9;10;12;16;21;22
18	-	-	-	10;12;15;19	4;6;9;10;12;15;17;19;20;21;22
19	-	20	20	10;18;20	4;6;9;10;12;15;17;18;20;21;22
20	-	-	10;19	10;19	4;6;9;10;12;15;17;18;19;21;22

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

BOLSA DE NUDOS IEEE 30 BUS SYSTEM					
<i>MIIF_{umbral}</i> <i>Buss</i>	0,95	0,9	0,85	0,75	0,55
21	10	10;22	10;22	6;9;10;22	4;6;8;9;10;12;17;22;24
22	10	10;21	10;21	6;9;10;21	4;6;8;9;10;12;17;21;24
23	-	-	-	12;15	4;6;9;10;12;15;21;22;24
24	-	-	-	6;21;10;22	4;6;8;9;10;12;15;17;21;22;23;28
25	-	6	6	6;27;28	2;4;6;8;9;10;21;22;24;27;28
26	25	6;25	6;25	6;24;25;27;28	2;4;6;8;9;10;21;22;24;25;27;28
27	-	6	6;28	6;28	2;4;6;8;24;25;28
28	6	6	6	6;8	2;4;6;8
29	6	6	6;28	4;6;8;25;27;28	2;3;4;6;8;10;24;25;27;28;30
30	6	6	6;27;28	4;6;8;25;27;28; 29	2;3;4;6;8;10;24;25;27;28;29

Tabla 15 Bolsa de nudos con los MIIF_{umbral} elegidos [0,95 a 0,55].

Se puede observar que a medida que el MIIF_{umbral} va reduciendo su valor, las bolsas de nudos son cada vez mayores y abarcan un mayor número de nudos (buses).

Como podemos observar:

- MIIF_{umbral} = 0,95 genera bolsas compuestas, como mucho, de dos nudos.
- MIIF_{umbral} = 0,75 genera bolsas compuestas de hasta siete nudos.
- MIIF_{umbral} = 0,55 genera bolsas de hasta doce nudos.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Efectivamente, el **MIIFumbral = 0,95** ejerce un alto nivel de restricción, por lo que se decidió dar diferentes valores. **El MIIFumbral = 0,55** no ha sido el menor valor considerado pero como el tamaño de bolsas es muy grande, hemos tenido que crear otra tabla para ver estos datos con una mayor claridad.

Siendo **el MIIFumbral = 0,35**, el último valor establecido en la obtención de bolsas de nuestro sistema eléctrico.

BOLSA DE NUDOS IEEE 30 BUS SYSTEM	
<i>MIIFumbral</i> <i>Buss</i>	0,35
1	2;3;4;6
2	1;3;4;6;8
3	1;2;4;6;7;8;28
4	1;2;3;6;7;8;28
5	1;2;4;6;7;8
6	1;2;3;4;5;7;8;9;28
7	1;2;3;4;5;6;8;28
8	1;2;3;4;6;7;28
9	2;3;4;6;7;8;10;11;12;17;21;22;28
10	1;2;3;4;6;7;8;9;11;12;13;24;23;22;21;20;19;18;17;16;15;28
11	6;9

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

	BOLSA DE NUDOS IEEE 30 BUS SYSTEM
<i>MIIFumbral</i> <i>Buss</i>	0,35
12	2;3;4;6;8;9;10;13;14;15;23;22;21;18;17;16;28
13	4;6;12;15
14	1;2;3;4;6;8;9;10;12;13;20;19;18;17;16;15;21;22;23;24;28
15	1;2;3;4;6;8;9;10;12;13;20;19;18;17;16;14;21;22;23;24;28
16	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;20;19;18;17;15;14;21;22;23;24;28
17	1;2;3;4;6;7;8;9;10;11;12;13;20;19;18;16;15;14;21;22;23;24;28
18	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;20;19;17;16;15;14;21;22;23;24;28
19	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;20;18;17;16;15;14;21;22;23;24;28
20	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;19;18;17;16;15;14;21;22;23;24;28
21	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;20;18;17;16;15;14;21;22;23;24;28
22	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;19;18;17;16;15;14;21;22;23;24;28
23	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;19;18;17;16;15;14;20;21;22;24;25;28
24	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;13;19;18;17;16;15;14;20;21;22;23;25;27;28
25	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;22;21;20;17;16;15;23;24;26;27;28;29;30

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

BOLSA DE NUDOS IEEE 30 BUS SYSTEM	
<i>MIIFumbral</i> <i>Buss</i>	0,35
26	1;2;3;4;6;7;8;9;10;12;22;21;20;17;16;15;19;23;24;25;27;28;29;30
27	1;2;3;4;5;6;7;8;9;10;23;22;21;17;15;12;24;25;26;28;29;30
28	1;2;3;4;5;6;7;8;9
29	1;2;3;4;5;6;7;8;9;10;23;22;21;17;15;12;24;25;26;27;28;30
30	1;2;3;4;5;6;7;8;9;10;23;22;21;17;15;12;24;25;26;27;28;29

Tabla 16 Bolsa de nudos con el mínimo MIIFumbral elegido [MIIFumbral = 0,35].

Como podemos analizar con el índice MIIFumbral = 0,35 las bolsas de nudos son extremadamente amplias. Esto condicionaría mucho el funcionamiento de nuestro sistema, puesto que las variaciones que se podrían llegar a dar estarían muy limitadas.

Podremos, entonces, reafirmar la correcta estipulación por parte de la REE como MIIFumbral el MIIFumbral = 0,95.

8.5 Obtenemos: Índices WSCR y SCR

En primer lugar habrá que determinar el valor SCR de cada nudo para poder calcular los valores del WSCR. SCR tendrá un valor de 6 si el nudo está conectado a una generación renovable o no tiene un permiso de conexión, a corto plazo, y 20 en caso contrario.

Podremos afirmar que nuestro sistema eléctrico no tiene conectada ninguna generación renovable, por lo que el valor SCR de todos los nudos será igual a 6.

Procedemos entonces a obtener los valores WSCR de cada bolsa de nudos. El valor WSCR_{Bolsa} será 6 si todos los nudos pertenecientes a esa bolsa tienen un SCR igual a 6, pero será 20 en cuanto tengamos un nudo con SCR igual a 20.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

Nuestro sistema se compone completamente de nudos con SCR iguales a 6, es decir, todos los WSCR_{Bolsa} serán igual a 6.

8.6 Obtenemos: Capacidad de acceso a la red

Como el índice $MIIF_{umbral}$ es bastante restrictivo, se ha decidido exponer también las distintas capacidades que tendría los nudos de nuestro sistema. Aunque podríamos considerar todos los resultados como válidos, nos centraremos en los referidos al $MIIF_{umbral}$.

Este cálculo se basa en la fórmula expuesta en el apartado 6.2, aumentando la dificultad de cálculo a medida que aumenta el tamaño de las bolsas de nudos (mayor número de Scc a tener en cuenta). Estableciendo un alto valor de $MIIF_{umbral}$ ayudará a crear bolsas de nudos con un valor reducido.

En la siguiente tabla mostraremos las capacidades de conexión de un nuevo MPE en función del valor $MIIF_{umbral}$ establecido.

	PMPE _{teórica} (MVA)				
<i>MIIF_{umbral}</i> <i>Buss</i>	0,95	0,9	0,85	0,75	0,55
1	265,493	265,493	265,493	265,493	134,861
2	342,190	342,190	342,190	342,190	173,820
3	189,112	189,112	96,072	96,072	39,161
4	243,953	243,953	243,953	122,462	50,852
5	188,527	188,527	188,527	188,527	94,614
6	276,830	276,830	276,830	276,830	58,476
7	166,869	166,869	166,869	88,559	29,436
8	221,049	221,049	111,912	111,912	57,089
9	140,178	140,178	140,178	140,178	39,043

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

	PMP _E teórica (MVA)				
<i>MIF</i> umbral <i>Buss</i>	0,95	0,9	0,85	0,75	0,55
10	121,685	121,685	121,685	29,632	15,953
11	135,293	135,293	135,293	135,293	135,293
12	135,373	135,373	135,373	135,373	31,306
13	139,110	139,110	139,110	139,110	69,568
14	35,921	35,921	35,921	23,129	11,103
15	93,027	93,027	48,112	48,112	13,603
16	78,422	78,422	78,422	41,993	9,615
17	90,642	46,290	46,290	37,752	12,310
18	60,266	60,266	60,266	60,266	7,142
19	60,402	30,231	30,231	16,843	7,159
20	64,303	64,303	23,928	23,928	7,621
21	48,222	32,153	32,153	23,135	12,455
22	47,777	31,816	31,816	22,892	12,324
23	60,704	60,704	60,704	22,271	7,683
24	69,532	69,532	69,532	18,383	6,565
25	46,297	34,931	34,931	17,370	5,204
26	11,933	13,974	13,974	6,017	2,298
27	49,784	36,921	21,927	21,927	8,432
28	87,351	87,351	87,351	57,035	34,632
29	21,498	21,498	12,179	5,229	3,154

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

	PMP _{Eteórica} (MVA)				
MII_{Fumbral} Buss	0,95	0,9	0,85	0,75	0,55
30	19,969	19,969	9,404	4,597	2,893

Tabla 17 Capacidad máxima de acceso a la red según los índices MII_{Fumbral} impuestos.

Para tener una idea más gráfica de como decrece la capacidad de acceso de un nudo, hemos obtenido las siguientes figuras.

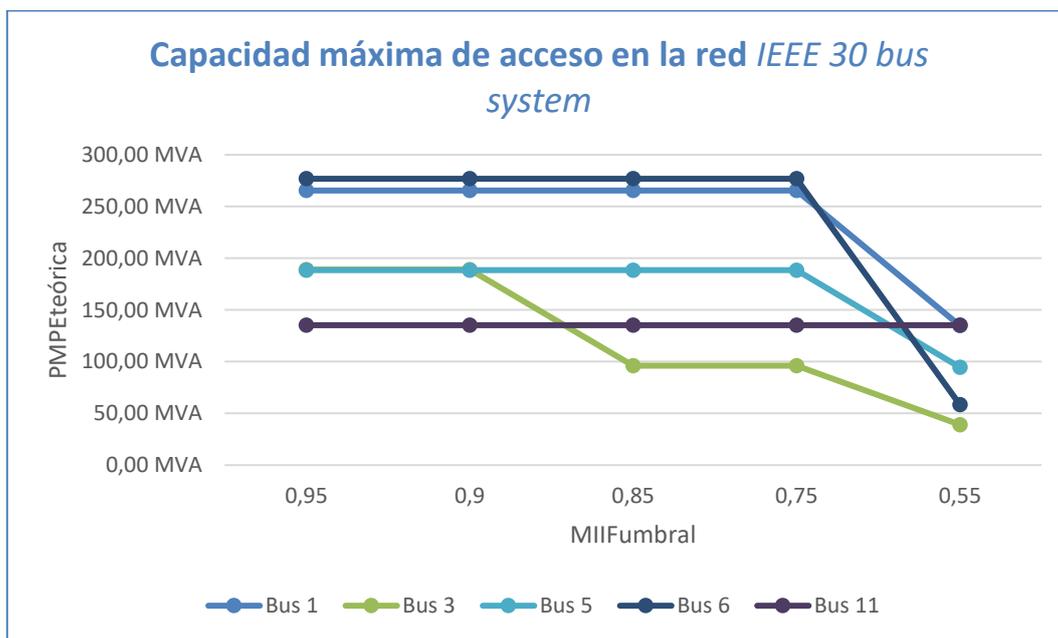


Figura 26 Capacidad máxima de acceso a la red según los índices MII_{Fumbral} impuestos.

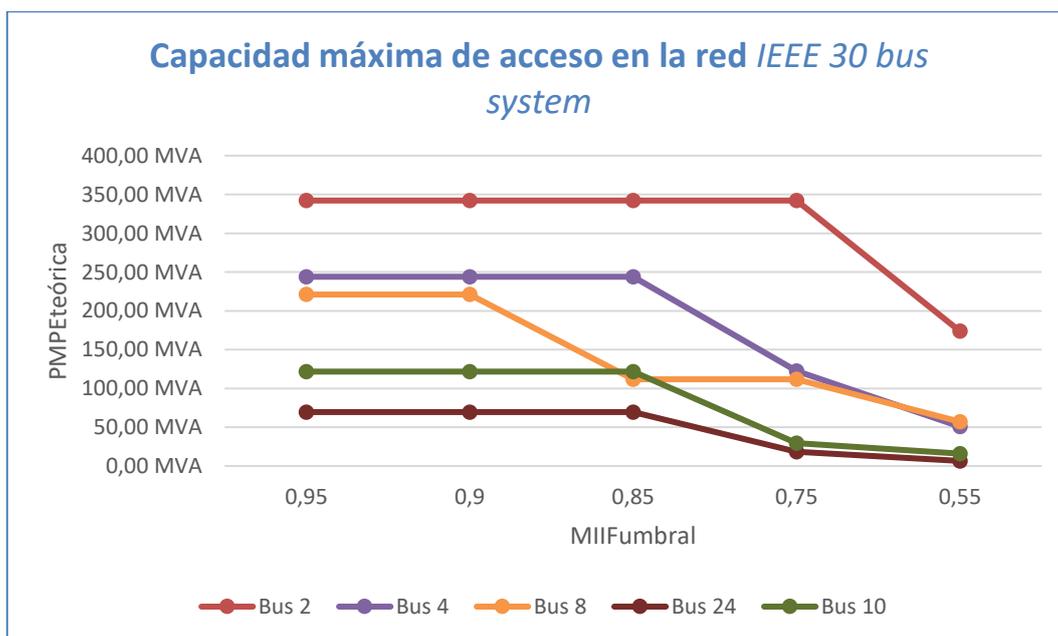


Figura 27 Capacidad máxima de acceso a la red según los índices MII_{Fumbral} impuestos.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

En la siguiente figura hemos intentado reflejar los mayores descensos, pudiendo llegar a reducir la capacidad hasta en un 90 %.

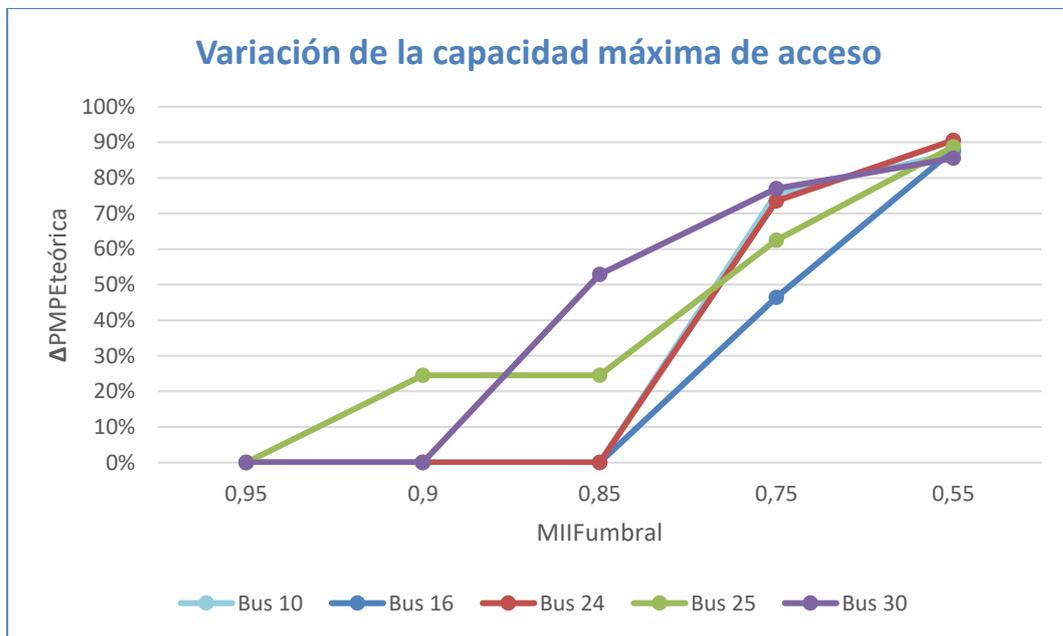


Figura 28 $\Delta P_{MPteórica}$ según los índices MIIFumbral impuestos.

Finalmente, con todos los datos ya obtenidos, podremos llegar a realizar una buena conclusión.

9 Conclusiones

Ante un mundo tan cambiante e inestable, la necesidad de ser energéticamente independientes se ha convertido en uno de los principales objetivos para cada país. Pero esto lleva a implementar continuas mejoras en nuestra red eléctrica y sobre todo, en cómo se genera dicha energía.

Estas mejoras se centran en el uso de nuevas tecnologías o en el uso de herramientas para solventar, de manera más sencilla y eficiente, problemas o plantear soluciones que antes requerían mucho tiempo y sobre todo mucho capital.

Es por todo ello que la importancia de mi proyecto se centra en demostrar la utilidad que tiene la combinación del lenguaje de programación Python y la herramienta de software PSS/E para el estudio de sistema eléctricos, a la vez que se analiza de la metodología impuesta por la Red Eléctrica Española para la determinación de la capacidad máxima de acceso a la red de un nuevo MPE.

En primer lugar, evaluando las herramientas utilizadas, Python ha permitido la manipulación de un gran número de datos que el PSS/E ha generado, realizando múltiples simulaciones mediante la automatización del proceso, continuado de la extracción de datos, para finalmente mostrarlos en tablas de datos o en la propia consola de datos.

Esto ha sido gracias, en gran medida, al uso de la librería expuesta en el manual de uso API. Aquí se recopilan todas las funciones que se pueden implementar en el PSS/E en distintos lenguajes de programación.

Para saber cómo funcionaba PSS/E mediante Python, ha sido imprescindible la función interna *record*, la cual va traduciendo los pasos realizados en el propio programa, de tal manera que permite conocer el código implementado en cada acción, los parámetros que defines cada componente, los valores identificativos y las funciones que realizan cada acción con sus parámetros. Pudiendo llevar a nuestro interprete aquellas funciones necesarias y modificarlas a nuestro gusto.

Por otro lado, centrándonos en los resultados obtenidos, podremos confirmar que la nueva metodología propuesta por la REE es de aplicación sencilla y

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

sistemática. Esto se obtiene gracias a la simplificación en la elección del índice WSCR para el cálculo de la máxima conexión y a la utilización del índice MIIF como índice representativo a la hora de establecer las zonas de influencia.

Mediante la aplicación de esta metodología, se comprueba la importancia que tiene para el cálculo de esta capacidad máxima el valor escogido de $MIIF_{umbral}$ ya que, cuanto menor sea, mayor será el tamaño de la bolsa de nudos y mayor número de bolsas se formarán, teniendo que contabilizar un mayor número de potencias de cortocircuito. Esto hará que se reduzca la capacidad máxima de acceso en ese nudo, inhabilitando posibles conexiones de nuevos MPE.

Podemos afirmar que establecer un índice alto, mayor a 0,90, generará grandes capacidades de acceso a la red y nos medirá la fortaleza de la red a que se procederá a conectar un nuevo MPE.

Finalmente, la realización de este proyecto me ha brindado la oportunidad de poner en práctica todos los conocimientos obtenidos a lo largo de la carrera, así como adquirir algunos que previamente no tenía como, por ejemplo, el uso de softwares para el análisis de sistemas eléctricos, el uso de un lenguaje de programación a un nivel tan avanzado y en el análisis de datos. Algunos aspectos de este proyecto que me han supuesto grandes retos, todo ello por no tener práctica con este tipo de programas, por lo que apego al uso de estas herramientas en las diferentes asignaturas del grado.

10 Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. 2021.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2026. 2021.
- [3] REE. Propuesta de criterio para el cálculo de la capacidad de acceso de MPE ligado a la potencia de cortocircuito, 2019.
- [4] REE. Red Eléctrica y la integración de renovables. 2019.
- [5] Biblioteca estándar de PSS/E y Python. psspy.org (Última visita: 02/07/2022).
- [6] Biblioteca estándar de Python. <https://www.python.org/doc/> (Última visita: 20/06/2022).
- [7] PSS/E 34 Documentation: Application Program Interface (API) 2020.
- [8] Nuñez López, José Carlos. Comparación técnica entre los programas de simulación de sistemas de potencia DisSILENT PowerFactory y PSS/E. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. 2015.
- [9] Carbajo Josa, Alberto. La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Documento de trabajo 176. 2012.
- [10] Ledesma, Pablo. http://electrica.uc3m.es/pablolo/new_england.html (Última visita 1/07/2022).
- [11] Ruiz Checa, María C. "Modelización y simulación de la conexión a red de un parque eólico", Dpto. de Sistemas energéticos, 2012.
- [12] REE. Términos de Referencia Grupo de Trabajo "Revisión criterio 1/20 Scc" (GT_Scc), 2018.
- [13] REE. Conclusiones del GT_Scc, 2019.
- [14] CIGRE. Systems with multiple DC infeed, Working Group B4.41, 2008.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

[15] Rahimi, Ebrahim. Voltage interactions and commutation failure phenomena in multi-infeed HVDC systems. 2011.

[16] Di Wu, Gangan Li, Milad Javadi, Alexander M. Malyscheff, Mingguo Hong, John Ning Jiang. Assessing Impact of Renewable Energy Integration on System Strength Using Site Dependent Short Circuit Ratio. IEEE Transactions on Sustainable Energy. Volumen 9. 2017.

[17] Yang Zhang, Shun-Hsien Fred Huang, John Schmall, José Conto, Jeffrey Billo, Ehsan Rehman. Evaluating System Strength for Large-Scale Wind Plant Integration. IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. 2014.

[18] REE. Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración de MPE de acuerdo con la literatura técnica existente. 2019.

[19] Castanedo Lavín, Jesús. “Metodología para la determinación de la capacidad de acceso de nueva generación renovable”. Trabajo de Fin de Máster, UPV, 2020.

[20] Biblioteca https://www.3phaseee.com/compensation_voltage_change (Última visita 05/07/2022).

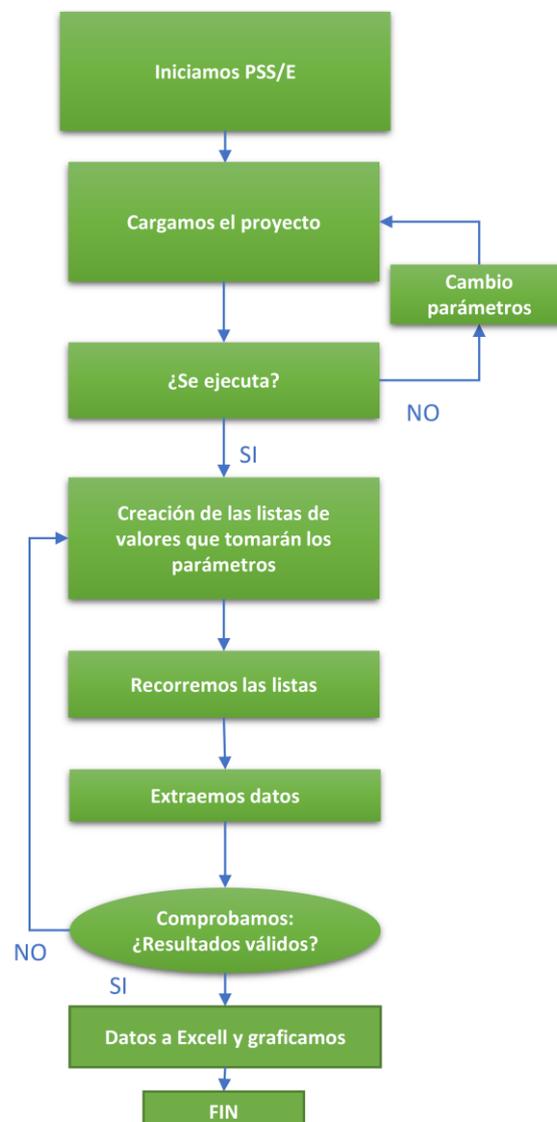
ANEXOS

ANEXO 1: Código Python completo

1 Código Python

El código de Python que será expuesto corresponde al utilizado durante todo el proceso de simulación. Para un número reducido de buses este código sería eficiente pero a medida que aumentan los buses habrá que crear funciones para reducir el gasto computacional.

Se presenta un flujograma del proceso seguido en la ejecución de las diferentes partes de este código.



METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

```
#####
#####                               #####
#####          SIMULACION DE IEEE 30 BUS SYSTEM          #####
#####                               #####
#####
#####
#####
#####

## FICHERO: TFG-IEEE 30 BUS TEST SYSTEM.py
## AUTOR: Andoni Urionabarrenetxea Aja
## FECHA ULTIMA ACTUALIZACION: 26/06/2022

#####
## Instrucciones que permiten implementar el programa PSS-E
## mediante la ejecucion de los comandos de Python.
#####

##          PARTE 01 : Inicialización del programa          ##
## Definir ruta de la libreria de python y de los ejecutables de PSS/E          ##
#####

PSSEVERSION=35

import os
import sys
import warnings
warnings.simplefilter("error")
warnings.filterwarnings('ignore', category=PendingDeprecationWarning)
import numpy as np
import pandas as pd
import xlswriter
from math import sqrt

sys_path_PSSE=r'C:\Program Files\PTI\PSSE35\35.3\PSSPY38'
##Si tenemos varias versiones instaladas de python y queremos trabajar en una de ellas PSSPY39 ó la version i
sys.path.append(sys_path_PSSE)
os_path_PSSE=r'C:\Program Files\PTI\PSSE35\35.3\PSSBIN'
os.environ['PATH'] += ';' + os_path_PSSE
import psspy
import redirect
import pssarrays
redirect.psse2py()
psspy.psseinit(50)

_i=psspy.getdefaultint()
_f=psspy.getdefaultreal()
_s=psspy.getdefaultchar()

##          PARTE 02 : PARTE 02 : Lectura y análisis del caso de estudio          ##
##          IEEE 30 BUS TEST SYSTEM Nueva Inglaterra          ##

CASOraw = r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\IEEE 30 bus.raw"
CASOsav = r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\IEEE 30 bus.sav"
SALIDALINEA = r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\Datos_obtenidos.txt"
psspy.case(CASOsav)
psspy.fns1([0,0,0,1,1,1,99,0])
psspy.save(CASOsav)

## Lee los buses del modelo ##

ierr, busnumbers = psspy.abusint(sid=-1, string="NUMBER")
ierr, busnames = psspy.abuschar(sid=-1, string="NAME")
ierr, busvoltages = psspy.abusreal(sid=-1, string="BASE")
ierr, bus_shunts = psspy.abuscplx(sid=-1, string="SHUNACT")

#####
## Instrucciones para recorrer todos los buses y almacenar los datos          #####
#####
```

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

```

BUSLIST=[]
BUSNAME=[]
#Nbus = len( busnumbers[0])
for nb in busnumbers[0]:
    bus_index = busnumbers[0].index(nb)
    voltage = busvoltages[0][bus_index]
    name = busnames[0][bus_index]
    if voltage <= 132.0:
        print( busnumbers[0][bus_index])
        BUSLIST.append(nb)
        BUSNAME.append(psspy.notona(nb)[1])
    nb=nb+1
print ('\n\n----- TODOS LOS BUSES-----\n')
print (BUSLIST)
print ('\n\n-----\n')

##          PARTE 03 : Almacenamos los datos del análisis estático          ##
##                                     FLUJOS DE POTENCIA                                     ##

workbook = xlswriter.Workbook('datos_tfg.xlsx')
worksheet = workbook.add_worksheet('Datos genericos buses')

row = 0
col = 0
worksheet.write(row, col, 'Numero de Bus')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Tipología')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Tensión base (kV)')

val = 0
busvbase = []
##print (BUSLIST[val])
for dato in BUSLIST:
    row += 1
    col = 0
    busi= BUSLIST[val]
    tipo = 0
    V_base = 0
    ierr, bus_base = psspy.busdat(busi, 'BASE')
    ierr, bus_tipo = psspy.busint(busi, 'TYPE')
    tipo = bus_tipo
    V_base = bus_base
    busvbase.append(V_base)
    print( str(busi)+' '+ str(V_base) + ' ' + str(tipo))
    worksheet.write(row, col, busi)
    col += 1
    worksheet.write(row, col, tipo)
    col += 1
    worksheet.write(row, col, V_base)
    val +=1

worksheet = workbook.add_worksheet('Datos principales buses')

row = 0
col = 0

worksheet.write(row, col, 'Numero de Bus')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'P (MW)')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Q (MVar)')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Tension_V (pu)')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'P generada (MW)')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Q generada (Mvar)')

```

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

```

val = 0

for dato in BUSLIST:
    row += 1
    col = 0
    busi= BUSLIST[val]
    ## bus_i = dato[val]
    ## bus_index = busnumbers[0].index(bus_i)
    ## voltage = busvoltages[0][bus_index]
    name = busnames[0][bus_index]
    P_line = 0
    Q_line = 0
    V_line = 0
    ierr, bus_tension = psspy.busdat(busi, 'PU')
    ierr, bus_PYQ = psspy.busdt2(busi, 'MVA', 'ACT')
    V_line = bus_tension
    P_line = bus_PYQ.real
    Q_line = bus_PYQ.imag
    ierr, bus_gen = psspy.gendat(busi)
    if ierr == 0:
        P_gen=bus_gen.real
        Q_gen = bus_gen.imag
    else:
        P_gen = 0
        Q_gen = 0
    print( str(busi)+' ' + str(V_line) + ' ' + str(P_line) + ' ' + str(Q_line)+' ' + str(P_gen) + ' ' + str(Q_gen))

    worksheet.write(row, col, busi)
    col += 1
    worksheet.write(row, col, P_line)
    col += 1
    worksheet.write(row, col, Q_line)
    col += 1
    worksheet.write(row, col, V_line)
    col += 1
    worksheet.write(row, col, P_gen)
    col += 1
    worksheet.write(row, col, Q_gen)

    val += 1

#####
## Instrucciones para recorrer todos los buses y almacenar los datos #####
#####

worksheet = workbook.add_worksheet('Datos principales Generadores')
row = 0
col = 0

worksheet.write(row, col, 'Bus')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Tensio V (p.u)')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'P gen')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Q gen')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Q max')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Q min')

ierr, gen_tension = psspy.agenbusreal(sid = -1, flag = 2, string = 'PU')
ierr , gen_qmax = psspy.agenbusreal(sid = -1, flag = 2, string = 'QMAX')
ierr , gen_qmin = psspy.agenbusreal(sid = -1, flag = 2, string = 'QMIN')
ierr , gen_pgen = psspy.agenbusreal(sid = -1, flag = 2, string = 'PGEN')
ierr , gen_qgen = psspy.agenbusreal(sid = -1, flag = 2, string = 'QGEN')
ierr, gen_number = psspy.agenbusint(sid = -1, flag = 2, string = 'NUMBER')
#print(gen_number[0][5])

```

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

```

##print(gen_pgen)
##print(gen_qgen)
##print(gen_tension)
##print(len(gen_number[0]))
##print(type (gen_tension))
##print(len(gen_number[0]))
g = -1

busvpu = []

for valor in gen_number[0]:
    row += 1
    col = 0
    g += 1
    V_gen =gen_tension[0][g]
    Q_max = gen_qmax[0][g]
    Q_min = gen_qmin[0][g]
    P_gen = gen_pgen[0][g]
    Q_gen = gen_qgen[0][g]
    id_gen = gen_number[0][g]

    busvpu.append(V_gen)

print( str(id_gen)+' ' + str(V_gen) + ' ' + str(P_gen) + ' ' + str(Q_gen) + ' ' + str(Q_max)+' ' + str(Q_min))
worksheet.write(row, col, id_gen)
col += 1
worksheet.write(row, col, V_gen)
col += 1
worksheet.write(row, col, P_gen)
col += 1
worksheet.write(row, col, Q_gen)
col += 1
worksheet.write(row, col, Q_max)
col += 1
worksheet.write(row, col, Q_min)

#####
## Instrucciones para recorrer todos los buses y almacenar los datos #####
#####
####          Datos de las lñias que componen nuestro sistema          #####

p=0
LINEAS=[]
BUSZONA=BUSLIST
while p<len(BUSZONA):
    j=p
    while j<len(BUSZONA):
        if 0 == psspy.brnstt(BUSZONA[p],BUSZONA[j], '1')[0]:
            LINEAS.append([BUSZONA[p],BUSZONA[j], '1'])
        elif 0 == psspy.brnstt(BUSZONA[p],BUSZONA[j], '2')[0]:
            LINEAS.append([BUSZONA[p],BUSZONA[j], '2'])
        j=j+1
    p=p+1

# Añadimos una hoja de calculo a la hoja de cálculo creada anteriormente

worksheet = workbook.add_worksheet('Datos principales lineas')

row = 0
col = 0

worksheet.write(row, col, 'Línea')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'From Bus i Number')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'To Bus j Number')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'R(pu)')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'X(pu)')

```

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

```

col += 1
worksheet.write(row, col, 'B(pu)')

num_linea = 0

for linea in LINEAS:
    num_linea += 1
    row += 1
    col = 0
    bus_i = linea[0]
    bus_index = busnumbers[0].index(bus_i)
    voltage_i = busvoltages[0][bus_index]
    name_i = busnames[0][bus_index]
    bus_f = linea[1]
    ckt = linea[2]
    bus_index = busnumbers[0].index(bus_f)
    voltage_f = busvoltages[0][bus_index]
    name_f = busnames[0][bus_index]
    R_line = 0
    X_line = 0

    ierr, line_B = psspy.brndat( bus_i, bus_f, ckt, 'CHARG')
    ierr, line_rx = psspy.brndt2( bus_i, bus_f, ckt, 'RX')
    if ierr == 0:
        R_line = line_rx.real
        X_line = line_rx.imag
        print( str(num_linea)+' ; ' + str(bus_i) + ' ; ' + str(bus_f))
        worksheet.write(row, col, num_linea)
        col += 1
        worksheet.write(row, col, bus_i)
        col += 1
        worksheet.write(row, col, bus_f)
        col += 1
        worksheet.write(row, col, R_line)
        col += 1
        worksheet.write(row, col, X_line)
        col += 1
        worksheet.write(row, col, line_B)

## PARTE 04 : Obtenemos los datos necesraios para completar
## el criterio de potencia de cortocircuito ##

## POTENCIA DE CORTOCRCUITO Scc ##

worksheet = workbook.add_worksheet('Datos shortcircuit 3phases')
row = 0
col = 0
worksheet.write(row, col, 'Nº de bus')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Corriente de cortocircuito Icc en kA')
col += 1
worksheet.write(row, col, 'Potencia de cortocircuito Scc en MVA')
r1st = pssarrays.ascc_currents(sid= 0, all = 1, flt3ph = 1)
sbase = psspy.sysmva()
n = 0

deltaq = []
listaicc = []
listascc = []
for corto in range(len(r1st.fltbus)):
    row += 1
    col = 0

    icc_pu = abs(r1st.flt3ph[corto].ia1)
    fbus = r1st.fltbus[corto]
    ierr, basekv = psspy.busdat(fbus, 'BASE')
    baseka = sbase / (sqrt(3.0) * basekv)
    icc = baseka*icc_pu
    ## print (icc)
    listaicc.append(icc)

```

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

```

scc = sqrt(3) * icc*basekv
listascc.append(scc)

deltaq.append(-0.01*scc)

worksheet.write(row, col, n)
col += 1
worksheet.write(row, col, icc)
col += 1
worksheet.write(row, col, scc)
n += 1
##print (listaicc)
##print (listascc)
##print(deltaq)
workbook.close()

##          PARTE 05 : Comenzamos el análisis dinámico generando:          ##

##          Faltas trifásicas con la conexión de impedancias capacitivas          ##

### Procedemos a crear falta en los diferentes buses que nos den una variación de tensión del 1% ###
### Esta falta se realizará inyectando una impedancia a tierra simulando una impedancia de thevenin ###

scc = listascc
x = deltaq
basekv = busvbase
print (scc)
print (deltaq)
print(basekv)
i = 0

##while i < len(BUSLIST):

workbook = xlswriter.Workbook('BUS FAULT.xlsx')
l = 0
worksheet = workbook.add_worksheet('Generacion de faltas en buses')
row = 0
col = 0
worksheet.write(row, col, 'Bus')
psspy.case(r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\IEEE 30 bus.sav")
psspy.read(0,r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\IEEE 30 bus.raw")
for j in x:
    row = l+1
    col = 0
    worksheet.write(row, col, BUSLIST[l])
    row = 0
    col = l+1
    worksheet.write(row, col, 'V (p.u)'+ ' con falta en el bus ' + str(l+1))

psspy.case(r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\IEEE 30 bus.sav")
psspy.read(0,r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\IEEE 30 bus.raw")
psspy.dyre_new([1,1,1,1],r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\IEEE 30 bus.dyr","","","")
psspy.fns1([0,0,0,1,1,1,99,0])
psspy.cong(0)
psspy.conl(0,1,1,[0,0],[0.0,0.0,0.0,0.0])
psspy.conl(0,1,2,[0,0],[0.0,0.0,0.0,0.0])
psspy.conl(0,1,3,[0,0],[0.0,0.0,0.0,0.0])
psspy.strt_2([0,0],r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\Datos obtenidos_casos faltas.out")
##    print(BUSLIST[l])
##    print(basekv[l])
##    print(x[l])
psspy.dist_3phase_bus_fault(BUSLIST[l],0,1, basekv[l],[0.0,x[l]])
psspy.strt_2([0,0],r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\Datos obtenidos_casos faltas.out")
##    psspy.run(0, 0.05,1,1,1)
##    psspy.save(r"C:\Users\andoni\OneDrive\Escritorio\TFG\PSSE\faltabus" + str(l+1) + ".sav")
##
##    psspy.dist_3phase_bus_fault(BUSLIST[l],0,1, basekv[l],[0.0,x[l]])
##    psspy.run(0, 0.05,1,1,1)

```

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE ACCESO A LA RED ELECTRICA MEDIANTE PSS/E Y PYTHON

```
n = 0
for dato in BUSLIST:

    ierr, bus_tension = psspy.busdat(BUSLIST[n], 'PU')
    v = bus_tension

    row += 1
    col = l+1
    worksheet.write(row, col, v)

    n += 1

l += 1

## i += 1

workbook.close()
```