

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACCESO PARA LA CONEXIÓN DE NUEVA GENERACIÓN RENOVABLE

Estudiante	<i>Castanedo Lavín, Jesús</i>
Director/Directora	<i>Torres Iglesias, Esther</i>
Departamento	<i>Ingeniería Eléctrica</i>
Curso académico	<i>2019/2020</i>

Bilbao, 1 de septiembre de 2020

DATOS BÁSICOS DEL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

- *Alumno:* Jesús Castanedo Lavín.
- *Directora:* Esther Torres Iglesias.
- *Departamento:* Ingeniería Eléctrica.
- *Título del Trabajo:* Metodología para la determinación de la capacidad de acceso de nueva generación renovable.
- *Resumen:* La conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte debe realizarse de manera que se garantice que la seguridad del sistema eléctrico no se vea comprometida. Este aspecto es de particular relevancia en el caso de nueva generación renovable basada en la utilización de electrónica de potencia debido a sus diferentes características con respecto a la generación síncrona tradicional. El presente trabajo revisa la nueva metodología propuesta por REE para el cálculo de la capacidad máxima de conexión de nueva generación renovable en un punto de la red, además de aplicarla en una red de ensayo.
- *Palabras clave:* PSS/E, MPE, SCR, MIIF, WSCR, potencia de cortocircuito.
- *Izenburua:* Ekoizpen berriztagarri berriaren sarbide - ahalmena zehazteko metodologia.
- *Laburpena:* instalazio berrien konexioa garraio sarera, sistema elektrikoaren segurtasuna arriskuan jartzen ez dela bermatuz egin behar da. Alderdi honek garrantzi berezia du potentzia elektronikaren erabilpenean oinarritutako sorkuntza berriztagarri berriaren kasuan, sorkuntza sinkroniko tradizionalarekiko dituen ezaugarri desberdinengatik. Lan honetan, REE-k proposatutako metodologia berria berrikusten da, hau da, sareko puntu batean, sorkuntza berriztagarri berriaren konexio ahalmen maximoaren kalkulua, proba sare batean aplikatzeaz gain.
- *Hitzgakoak:* PSS/E, MPE, SCR, MIIF, WSCR, Zirkuitulaburreko potentzia.
- *Title:* Methodology for determining the access capacity of new renewable generation.
- *Abstract:* The connection of new electrical installations to the transmission grid must be carried out in such a way as to ensure that the safety of the electrical system is not compromised. This aspect is of particular relevance in the case of the new renewable generation based on the use of power electronics due to its different characteristics with respect to the traditional synchronous generation. This work reviews the new methodology proposed by REE for calculating the maximum connection capacity of new renewable generation at a point in the network, in addition to applying it to a test network.

- Keywords: PSS/E, MPE, SCR, MIIF, WSCR, short circuit power.

ÍNDICE

1	Introducción	11
2	Contexto	14
3	Objetivo y alcance	15
4	Beneficios del proyecto	16
4.1	Beneficios técnicos	16
4.2	Beneficios económicos.....	17
4.3	Beneficios sociales	18
5	Análisis de las alternativas	19
5.1	Herramienta software a utilizar	19
5.1.1	Identificación de las alternativas	19
5.1.2	Criterios de selección	20
5.1.3	Selección de la alternativa.....	21
6	Estado del arte	22
6.1	Caracterización de la fortaleza de la red.....	22
6.2	Problemas asociados a la generación renovable.....	23
6.3	Evaluación de la conexión de nueva generación	33
6.3.1	A largo plazo. Planificación eléctrica.....	33
6.3.2	Aprobación de nueva conexión de generación	40
6.4	Índices utilizados para medir la fortaleza de la red	41
6.4.1	Short Circuit Ratio	41
6.4.2	Composite Short Circuit Ratio	44
6.4.3	Equivalent Short Circuit Ratio	47
6.4.4	Weighted Short Circuit Ratio	50
6.4.5	Site Dependent Short Circuit Ratio	51
6.4.6	Inverter Interaction Level Short Circuit Ratio	52
6.4.7	Comparación de índices.....	53
7	Evaluación de la capacidad disponible para la conexión de generación renovable.....	56
7.1	Grupo de trabajo revisión criterio Scc	56
7.2	Revisión de la metodología para la evaluación de la capacidad disponible	58
8	Caso base IEEE 39 Bus System	64
9	Aplicación de la nueva metodología para la evaluación de la capacidad para generación renovable.....	70
9.1	Obtención de los índices MIIF	70

9.2	Obtención de las bolsas de nudos	82
9.3	Cálculo de los índices SCR y WSCR	84
9.4	Capacidad máxima de conexión de los nudos	86
10	Simulaciones dinámicas	91
10.1	Modelos dinámicos	91
10.2	Desarrollo de las simulaciones	98
10.2.1	Simulación 1	98
10.2.2	Simulación 2	102
10.2.3	Simulación 3	106
11	Descripción de Tareas.....	109
12	Presupuesto	112
13	Conclusiones	114
14	Bibliografía	115
15	Anexos.....	118
15.1	Diagramas de bloques generadores convencionales	118
15.2	RAW caso original	119
15.3	RAW con generación renovable	128
15.4	DYR caso original	137
15.5	DYR con generación renovable	140

LISTA DE ABREVIATURAS

REE.....	Red Eléctrica de España
MT.....	Media Tensión
MPE.....	Módulo de Parque Eléctrico
P.....	Potencia activa
Q.....	Potencia reactiva
S.....	Potencia aparente
Sc.....	Potencia de cortocircuito
p.u.....	Por unidad
SCR.....	Short Circuit Ratio
CSCR.....	Composite Short Circuit Ratio
ESCR.....	Equivalent Short Circuit Ratio
WSCR.....	Weighted Short Circuit Ratio
SDSCR.....	Site Dependent Short Circuit Ratio
IILSCR.....	Inverter Interaction Level Short Circuit Ratio
WT.....	Wind Turbine
SVC.....	Static Var Compensator
STATCOM.....	Static Synchronous Compensator
LVRT.....	Low Voltage Ride Trough
Sc.....	Potencia de cortocircuito

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo final bruto de energía del año 2010	12
Figura 2. Circuito equivalente de generador eólico conectado a la red	22
Figura 3. Hueco de tensión.....	25
Figura 4. Aumento de impedancia entre generador eólico y red	32
Figura 5. Inestabilidad de control	33
Figura 6. Evolución de la generación eléctrica 2000-2013	35
Figura 7. Consumo de la energía final en España	35
Figura 8. Consumo de energía renovable sobre el consumo final bruto.....	36
Figura 9. Diagrama unifilar de un MPE conectado a la red	42
Figura 10. Circuito equivalente	42
Figura 11. Simplificación CSCR.....	44
Figura 12. MPE conectados a la red.....	45
Figura 13. Circuito equivalente de la fig 12	46
Figura 14. Circuito equivalente de MPE conectados al mismo bus	46
Figura 15. MPE conectados a la red.....	48
Figura 16. Circuito equivalente de varios MPE conectados a la red.....	49
Figura 17. Interacción entre recursos basados en inversores	52
Figura 18. Flujo de energía.....	53
Figura 19. Cálculo de la capacidad máxima de acceso	58
Figura 20. Matriz MIIF.....	59
Figura 21. Bolsas de nudos	60
Figura 22. Determinación de WSCR Bolsa	61

Figura 23. Diagrama unifilar 39 bus system	64
Figura 24. Flujo de carga	69
Figura 25. Circuito equivalente	70
Figura 26. Cortocircuito	71
Figura 27. Vacío	71
Figura 28. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 1-10.....	88
Figura 29. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 11-20.....	88
Figura 30. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 21-29.....	89
Figura 31. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 30-39.....	89
Figura 32. Generadores eólicos.....	94
Figura 33. Modelo del generador	95
Figura 34. Modelo del control	96
Figura 35. Potencia activa Gen 1, 5 y 7 Sim 1	99
Figura 36. Potencia activa Gen convencionales Sim 1	100
Figura 37. Potencia reactiva Gen 1, 5 y 7 Sim 1	101
Figura 38. Tensión Gen 1, 5 y 7 Sim 1.....	101
Figura 39. Potencia activa Gen 1, 5 y 7 Sim 2	103
Figura 40. Potencia reactiva Gen 1, 5 y 7 Sim 2	104
Figura 41. Tensión Gen 1, 5 y 7 Sim 2.....	104
Figura 42. Potencia activa Gen 1, 5 y 7 Sim 3	106
Figura 43. Potencia reactiva Gen 1, 5 y 7 Sim 3	107
Figura 44. Tensión Gen 1, 5 y 7 Sim 3.....	107
Figura 45. Desglose gastos	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de herramientas software.....	21
Tabla 2. Comparación de índices basados en la potencia de cortocircuito	54
Tabla 3. Datos barras	66
Tabla 4. Datos de las líneas	67
Tabla 5. Datos transformadores.....	68
Tabla 6. Datos Generadores.....	68
Tabla 7. Variación de tensión y reactancia a conectar en cada nudo.....	72
Tabla 8. Variación de tensión y reactancia a conectar en cada nudo.....	73
Tabla 9. Variación de tensión buses 1-10.....	74
Tabla 10. Variación de tensión buses 11-20	75
Tabla 11. Variación de tensión buses 21-30	76
Tabla 12. Variación de tensión buses 31-39	77
Tabla 13. MIIF buses 1-10.....	78
Tabla 14. MIIF buses 11-20.....	79
Tabla 15. MIIF 21-30	80
Tabla 16. MIIF 31-39	81
Tabla 17. Bolsas de nudos con MIIF umbral hasta 0,6	83
Tabla 18. Bolsas de nudos MIIF umbral 0,4.....	84
Tabla 19. Potencias de cortocircuito de cada nudo.....	85
Tabla 20. Capacidad máxima en cada nudo en función del MIIF umbral	87
Tabla 21. Parámetros dinámicos de los generadores	91

Tabla 22. Parámetros de los modelos de excitatriz.....	92
Tabla 23. Parámetros del regulador de velocidad TGOV1	92
Tabla 24. Parámetros del regulador de velocidad HYGOV	93
Tabla 25. Parámetros dinámicos del generador WT4G1.....	97
Tabla 26. Parámetros del control eléctrico WT4E1	97
Tabla 27. Potencia generada en la simulación 1.....	98
Tabla 29. Hitos y reuniones.	111
Tabla 30. Amortizaciones	112
Tabla 31. Presupuesto.....	112

1 Introducción

En este documento se presenta el TFM denominado “Metodología para la determinación de la capacidad de acceso de nueva generación renovable”, donde se describe un nuevo método para la determinación de la capacidad máxima de conexión de un nuevo MPE a un punto de la red.

Durante los próximos años, se prevé un importante crecimiento en lo que respecta a la generación renovable dentro de los países que forman la Unión Europea debido a que se liga el cambio climático al calentamiento global de la tierra causado por el efecto invernadero provocado por la elevada concentración de CO₂ alcanzada en la atmósfera. En esta elevada concentración influye de manera notable la utilización de combustibles fósiles en la generación de electricidad y en el transporte. Es por esta razón que la UE fomenta la evolución hacia una sociedad con bajas emisiones de carbono y facilita las inversiones públicas y privadas que requiere la transición hacia las energías limpias. Este proceso beneficia tanto al planeta como a la economía.

La electricidad es, por lo tanto, un vector energético que por sus características desempeña un papel fundamental con participación creciente en el consumo final de energía y es por ello por lo que la producción de electricidad ha de evolucionar para alcanzar un triple compromiso entre seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y competitividad económica.

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) [1]. Este Plan incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordados con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros. Concretamente, la Directiva establece como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía en la Unión Europea, siendo establecido el mismo objetivo para España, y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada estado miembro para el año 2020. El consumo final bruto de energías renovables en España se situaba en 2010 en un 13,2%, como puede observarse en la fig 1.

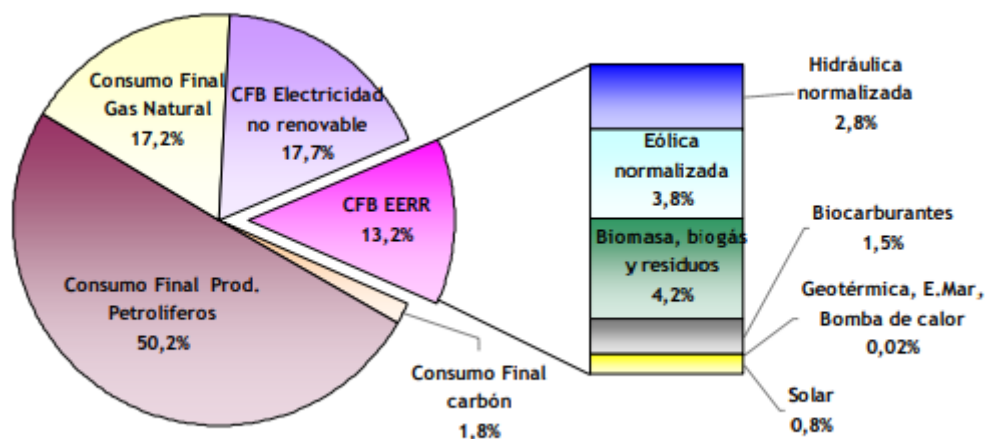


Figura 1. Consumo final bruto de energía del año 2010

Sin embargo, según datos publicados a principios de este 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, por debajo de la media del 18% de la Unión Europeo y lejos del objetivo del 20% fijado para 2020.

Así pues, en febrero de 2019, el Consejo de Ministros aprobó el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) [2], el cual pretende alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

En definitiva, la presencia de las renovables sobre el uso final de la energía se incrementa del 20% previsto para el año 2020 al 42% en 2030, lo que supondrá un gran reto para las partes asociadas a este proceso.

Así pues, el presente TFM se estructura con una primera parte donde se presenta el contexto del trabajo, así como los objetivos y alcance de este y los beneficios que se esperan conseguir. A continuación, se muestra un estado del arte que incluye los problemas que aparecen con la conexión de generación renovable y se explica cómo estipular la fortaleza de un punto de la red y los índices usados para ello, así como también se explican aspectos de la planificación eléctrica relacionados con este proyecto. Seguidamente se presenta al Grupo de Trabajo creado por REE para la

revisión del actual criterio para el cálculo de la capacidad máxima de conexión y la nueva metodología a seguir, además de implementarla en una red de prueba mediante la herramienta software PSS/E. Este TFM también cuenta con un presupuesto con la inversión necesaria para acometer el proyecto, una planificación con las diferentes etapas, y, finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo.

2 Contexto

Para lograr los objetivos propuestos por la UE descritos en el apartado anterior, resulta necesario 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.

La problemática a la hora de conectar generación renovable al sistema surge, principalmente, a que las localizaciones óptimas donde se dan unas buenas condiciones de los recursos necesarios como son, por ejemplo, la energía eólica y solar, muchas veces se encuentran en zonas alejadas del sistema donde la red es débil, pudiendo surgir problemas de estabilidad.

En 2018, Red Eléctrica de España (REE) crea el Grupo de Trabajo 'Revisión criterio 1/20 Scc', de ahora en adelante 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 objetivo de este criterio es limitar la generación no gestionable que puede conectarse en un punto de la red en función de la potencia de cortocircuito en ese punto para limitar el impacto que esta nueva generación puede tener sobre el resto de la red.

Este criterio para la conexión de nueva generación renovable data desde la Orden Ministerial de 1985, por lo que resulta lógico pensar que se haya quedado algo obsoleto. Su principal objetivo es garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de la red, evitando posibles daños en otros equipos conectados. Sin embargo, debido a los objetivos propuestos de aumentar este tipo de generación por parte de la UE y a todos los avances tecnológicos que se han ido produciendo en este ámbito en los últimos años, resulta razonable su revisión y, en caso necesario, implantar un nuevo criterio de conexión menos restrictivo para las energías renovables, aunque garantizando siempre su carácter de seguridad.

3 Objetivo y alcance

El presente trabajo tiene como objetivo principal analizar en profundidad la nueva metodología propuesta por el grupo de trabajo GT_Scc formado por REE para el cálculo de la capacidad máxima de conexión de nueva generación renovable a un punto de la red, además de llevarlo a cabo en el sistema IEEE 39 bus system. Para realizar la metodología propuesta se utilizará la herramienta software PSS/E versión 34.

Además, debido a que en el grupo de trabajo no había una total conformidad en lo relativo a los valores umbrales de ciertos índices, en este trabajo se incluirá como, dependiendo del valor umbral escogido de alguno de estos índices, se verá afectada en gran medida la capacidad máxima de conexión de generación renovable en los diferentes buses.

A continuación, se presenta un listado con todos los objetivos del TFM:

- Repasar conceptos sobre la generación renovable y los problemas y retos que surgen con ella.
- Buscar información sobre los índices propuestos en la literatura existente para determinar la fortaleza de un punto de la red.
- Estudiar la propuesta de REE para el cálculo de la capacidad máxima de conexión de nueva generación renovable.
- Implementar la metodología propuesta por REE.
- Análisis de la influencia en el resultado de esa capacidad máxima de conexión en función de la elección previa de ciertos valores umbrales.
- Análisis dinámico del comportamiento de la red para evaluar el impacto de la conexión de generación renovable.

4 Beneficios del proyecto

Los beneficios derivados del proyecto pueden desglosarse en beneficios sociales, beneficios económicos y, por último, beneficios técnicos, los cuales, por la naturaleza de este TFM, serán los más importantes.

4.1 Beneficios técnicos

Desde el punto de vista técnico, la revisión de la metodología para el cálculo de la máxima capacidad de conexión de energía renovable al sistema eléctrico puede facilitar el desarrollo de la generación renovable limitando el impacto sobre la red. La limitación del actual criterio está asociada a asegurar la estabilidad del funcionamiento de dicha generación y también para limitar interacciones no deseadas con otros elementos del sistema [3].

En concreto, el principal beneficio que se obtiene con la realización del presente TFM es la comprobación de la nueva metodología de cálculo de la capacidad máxima para la conexión de nuevos MPE. La realización del análisis dinámico de la red permite comprobar la interacción que se produce entre diferentes MPE, y comprobar la veracidad de los cálculos previos.

Por lo tanto, conociendo de antemano el comportamiento que va a experimentar la red a la hora de conectar nueva generación renovable, se ve aumentada la capacidad para prevenir algún posible efecto negativo que pueda suponer un problema para los otros elementos que componen la red e incluso para garantizar la continuidad del suministro. De esta forma, se protege la integridad de la red y se reduce la cantidad de recursos técnicos necesarios para garantizar la cobertura de la demanda eléctrica con la calidad exigida.

4.2 Beneficios económicos

El hecho de poder presentar un método general, de aplicabilidad sistemática y trazable y suficientemente estable para determinar la máxima capacidad de conexión a un determinado punto de la red supone un gran ahorro de tiempo y recursos en la realización de estudios específicos de conexión, lo que supone un ahorro económico.

Además, mediante la aplicación de esta nueva metodología se pueden identificar las partes de la red que necesiten refuerzos para que así puedan permitir una mayor capacidad de conexión de generación renovable respetando el criterio de seguridad.

También cabe mencionar que las diferentes labores para mantener de una forma adecuada los diferentes componentes de la red, la sustitución o arreglo de maquinaria, para evitar poner en peligro la integridad de todo el sistema supone una elevada inversión económica. Por esta razón, evitar los inconvenientes que surgen como consecuencia de una inadecuada capacidad de conexión de nuevos MPE a un punto de la red que no tiene la suficiente fortaleza para soportarla supone un notable ahorro económico.

Otro beneficio económico para incluir es que con este nuevo método se podrá aumentar la capacidad de conexión de generación renovable en el sistema eléctrico español con respecto al criterio de conexión anterior [3]. Por lo que, al aumentar la presencia de generación renovable, cuyos recursos son gratuitos con respecto a la generación convencional, permite realizar el suministro de energía a menor coste, lo cual es crucial tanto para la competitividad de la economía como para el bienestar de los ciudadanos.

4.3 Beneficios sociales

En la actualidad, la sociedad moderna cada vez tiene una mayor dependencia con respecto a la energía eléctrica, por lo que la calidad y continuidad del suministro eléctrico se presenta como algo indispensable.

La calidad del suministro eléctrico tiene que ver con la normalización de éste mediante criterios y reglas, los cuales, tienen la función de fijar unos valores para acotar distintos parámetros y fijar diferentes actuaciones. Estas reglas y criterios presentan variaciones según países, y dentro de estos también se dan diferentes clasificaciones según la zona. Esta necesidad de mantener un cierto nivel de calidad de suministro determina la capacidad máxima de acceso de nuevos MPE a la red.

El presente TFM estudiará el nuevo método propuesto por REE de cálculo de la capacidad máxima de generación renovable en un punto de la red, lo que contribuirá a un aumento de la generación renovable en el sistema eléctrico de una forma segura y garantizando un suministro de calidad, además de ofrecer una metodología de gran simplicidad que supondrá un gran ahorro de recursos. Esto llevará a una mejora tanto para los clientes como para los diferentes entes involucrados en el mantenimiento y gestión de la red.

Además, la implantación de este nuevo criterio aumentará la capacidad disponible de conexión, lo que supondrá un impulso más a la producción de energía por medio de generación renovable. Esto se traducirá en la creación de nuevos empleos y ofrecerá una serie de beneficios ambientales como son:

- Disminución de emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Utilización de recursos renovables.
- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles.
- Una baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

5 Análisis de las alternativas

En este apartado se analizan las alternativas de herramienta software existentes para la realización del presente trabajo, con el fin de seleccionar la mejor opción.

5.1 Herramienta software a utilizar

En cualquier proyecto de este tipo suele ser habitual tener varias opciones de software a la hora de implementar los estudios necesarios para la conclusión de este.

Este documento contempla 3 alternativas diferentes a través de las cuales se considera factible llevar a cabo el estudio sobre la red. Primero se explican las diferentes alternativas existentes y después los criterios de selección que se han tenido en cuenta para el estudio. Finalmente se elige la alternativa que de acuerdo con los criterios de selección establecidos represente la mejor solución.

Dado el tipo de estudio del que se trata, la única opción viable para llevarlo a cabo es realizar simulaciones software. Este tipo de solución consiste en diseñar un modelo de la red de transporte de la cual realizar el estudio mediante una herramienta software, y sobre él, realizar los cálculos pertinentes con el fin de comprender el comportamiento de la red ante diferentes condiciones de funcionamiento.

5.1.1 Identificación de las alternativas

De entre las herramientas software que podrían utilizarse, se pueden destacar 3:

- PowerWorld

Este software fue desarrollado por el equipo de PowerWorld Corporation (Champaign, IL, Estados Unidos) y se puede descargar la versión demo gratuitamente en su sitio web. Esta compañía se encarga de desarrollar software y demás productos para hacer más eficiente, fácil y precisos los análisis de sistemas de potencia. Tiene como objetivo principal el análisis de la capacidad de energía disponible (ATC), flujo de potencia óptimo (OPF), las reservas del flujo de potencia óptimo y las restricciones de seguridad [4].

- PowerFactory

Pertenece a la compañía alemana DlgSILENT, fue creado en 1985. Es un software que se utiliza para analizar sistemas de generación, transmisión y distribución, además de sistemas industriales. Como todas estas aplicaciones, cubre desde los estudios más básicos hasta los más sofisticados, como pueden ser las aplicaciones avanzadas que tiene para realizar simulaciones en tiempo real, estudiar sistemas de generación distribuidos o plantas de generación eólica. También permite adaptar la interfaz y

automatizar funciones a través de scripts, estos últimos se pueden programar de modo más visual utilizando bloques o directamente con el lenguaje de programación Python [5].

- PSS/E

Power System Simulator for Engineering es propiedad de la compañía alemana Siemens. Es un software que incluye fuertes herramientas para la simulación, análisis y optimización del rendimiento de los sistemas de transmisión de potencia. Es utilizado en 145 países aproximadamente, por ingenieros, universidades y centros de investigación. Creado en 1972, fue el primer software comercial para simulación de sistemas de transmisión que existió. Gracias a pertenecer a una compañía del tamaño de Siemens, tiene una amplia biblioteca repleta de datos y modelos y una fácil interoperabilidad con otras herramientas de la industria. Por último, cabe destacar la completa automatización y personalización que permite el software a través de su API (Application programming interface), basada en Python [6].

5.1.2 Criterios de selección

Los criterios de selección de la herramienta software son los siguientes:

- Coste económico: se tendrá en cuenta si la herramienta software posee licencia gratuita o si hay que adquirir una licencia de pago.
- Flexibilidad: la solución elegida deberá hacer frente a cambios puntuales y focalizados en los cálculos a realizar durante la ejecución del proyecto, sin que ello suponga un cambio completo del sistema.
- Precisión y fiabilidad: la precisión y fiabilidad en la simulación debe ser la máxima posible.
- Tiempos de simulación: el tiempo necesario para ejecutar una simulación debe ser el menor posible, aumentando de esta forma la cantidad de simulaciones que se puedan realizar.
- Simplicidad de la herramienta: la herramienta software debe ser intuitiva y de fácil manejo.
- Interfaz: Son muy valiosas las herramientas software que dan la opción de realizar una interfaz gráfica o al menos poder adaptarla, permiten al usuario interactuar de una forma mucho más intuitiva y directa con el modelo.

- Medidas realizables: interesa que las medidas realizables sean las máximas posibles con el fin de obtener mayor cantidad de información.

5.1.3 Selección de la alternativa

Para la selección de la mejor herramienta software se volverá a hacer una tabla con la ponderación de cada uno de los criterios y la puntuación en base a esos criterios de cada una de las alternativas.

El peso de cada criterio será de un 20% la posibilidad de implementar el interfaz, un 15% la flexibilidad, la precisión y fiabilidad, el coste económico y las medidas realizables, y finalmente un 10% los tiempos de simulación y la simplicidad de la herramienta.

Las valoraciones se hacen igual que la selección anterior, siendo la máxima puntuación un 10 (muy positivo) y la mínima un 0 (muy negativa).

	Posibilidad de implementar interfaz	Coste económico	Precisión y fiabilidad	Flexibilidad	Medidas realizables	Tiempos de simulación	Simplicidad de la herramienta	
Peso	20%	15%	15%	15%	15%	10%	10%	Total
PSS/E	9	10	8	9	8	5	5	8,05
PowerWorld	3	10	9	9	5	2	2	5,95
PowerFactory	3	6	9	9	9	8	9	7,25

Tabla 1. Comparación de herramientas software

Las tres alternativas presentan buena flexibilidad debido a que se basan en sistemas modulares. PowerWorld es la que presenta mayores tiempos de simulación, pero es la que posee una licencia con menor coste. En cambio, las tres presentan similitudes en el ámbito de las medidas realizables. Además, PSEE ofrece una simplicidad que las otras herramientas no ofrecen, y ofrece la posibilidad de usar una demo gratuita que resultaría suficiente para la realización del presente trabajo. En cuanto a la fiabilidad y precisión, las tres herramientas tienen implementados los mismos algoritmos de resolución, por lo cual los resultados no ofrecen gran diferencia entre sí.

Teniendo todo esto en cuenta, se ha decidido que la mejor herramienta software para poder llevar a cabo las simulaciones es PSSE.

6 Estado del arte

6.1 Caracterización de la fortaleza de la red

La fortaleza de la red representa su capacidad para mantener la tensión y otras variables de la red cuando se presentan diferentes alteraciones en esta. La fortaleza está ligada en gran parte a la potencia de cortocircuito (S_{cc}) del punto dónde se conecta la generación renovable, interesando valores altos, y de la potencia que se inyecta a la red por parte de esta generación.

La S_{cc} proporciona una idea del valor de la intensidad de cortocircuito en una barra del sistema, pudiéndose expresar en valores en por unidad o valores reales [7]. Esta puede ser vista desde dos puntos de vista diferentes, ya que si es pequeña ayuda a que la capacidad de corte de los interruptores sea pequeña con lo que se reduce costes, y por otro lado si es grande ayuda a la rigidez de tensión en barra.

Para entender mejor su cálculo se muestra el circuito equivalente de la fig 2 [8], donde se representa un generador eólico conectado a la red:

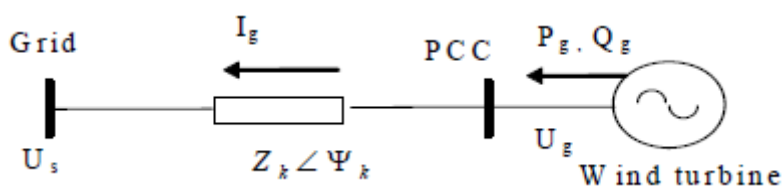


Figura 2. Circuito equivalente de generador eólico conectado a la red

La fórmula de la S_{cc} sería entonces:

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

Dónde Z_k es la impedancia equivalente entre los dos puntos. Por lo tanto, si esta impedancia es pequeña, las variaciones de tensión serán pequeñas, es decir, la red será fuerte y, si la impedancia es grande, las variaciones de tensión serán grandes, es decir, la red será débil. Sin embargo, aunque se explicará mejor más adelante, también hay que añadir que definir la fortaleza de la red en un punto como fuerte o débil es relativo, ya que también tendrá influencia la capacidad máxima de potencia que se quiera inyectar en ese punto.

Así, cuanto más alta sea la S_{cc} y menor sea la potencia que se inyecta a la red por parte del generador renovable, mayor será la fortaleza de la red y viceversa.

La importancia de la fortaleza en la red viene determinada en que cuánto más débil

sea esta, mayores serán las probabilidades de que se presenten problemas como son, por ejemplo, inestabilidades de tensión y/o frecuencia, interacción entre controles o problemas de resonancia entre distintas máquinas. La variación de potencia en una red da lugar a mayores fluctuaciones en la tensión, mientras que un sistema fuerte es menos sensible a las inyecciones de potencia activa y reactiva (y absorciones) y la tensión del sistema no se ve significativamente influenciada por los cambios en la red. Un sistema débil generalmente requiere de un sistema de control de la estabilidad de tensión suplementario.

Como se ha comentado anteriormente, cada vez hay una mayor cantidad de generación renovable conectada a la red, y esta generación renovable se encuentra en lugares de la red donde la fortaleza del punto de conexión es reducida al tratarse de emplazamientos remotos con menor nivel de interconexión con el resto del sistema eléctrico. Además, los mismos problemas están comenzando a aparecer también en algunas partes de la red donde los valores de la fortaleza han sido tradicionalmente altos. Esto sucede especialmente en áreas donde la penetración de la energía renovable se ha vuelto relativamente alta en comparación con la generación síncrona conectada. En esas áreas, la fortaleza de la red puede variar significativamente dependiendo de las situaciones operativas, ya que, con buenas condiciones del recurso primario de la energía renovable, la generación síncrona será desplazada por la generación renovable.

La generación síncrona siempre ha tenido un rol importante en la estabilidad de tensión del sistema contribuyendo al nivel de Scc [9]. Los generadores síncronos 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. Así, la tensión en el terminal del generador síncrono es proporcional a la corriente de cortocircuito. Por lo tanto, al reducir el número de generadores síncronos, se reduce el nivel de corriente de cortocircuito y aumenta el riesgo de que haya una inestabilidad de tensión y de que se produzca un colapso de tensión en el sistema. Además, a esto se suma, que la mayoría de generación no síncrona, como ya se comentó, está conectada a la red a través de un interfaz de electrónica de potencia, lo que no proporciona una contribución sustancial a la Scc de la red y provoca un aumento de la debilidad del sistema eléctrico.

6.2 Problemas asociados a la generación renovable.

Como se ha comentado anteriormente, la presencia de generación renovable en la red es cada vez mayor. Dicho esto, debe garantizarse que esta integración sea de

forma segura y que no afecte negativamente al resto de la red. Conseguir este objetivo no es una tarea sencilla, ya que la generación renovable presenta características diferentes a las de la generación convencional, por lo que surgen nuevos problemas a tener en cuenta.

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 y, por otra parte, también se considera como no gestionable. Esto es debido a que su fuente primaria no es controlable ni almacenable y porque sus plantas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo las instrucciones del operador del sistema, además de que la previsión de producción futura no es suficientemente fiable como para que pueda considerarse como programada.

A todo esto, se suma que las capacidades de generación futuras para las instalaciones de energías renovables implican escenarios donde la producción con instalaciones conectadas a la red mediante convertidores electrónicos superará con creces la producción con generación convencional, es decir, con generadores síncronos. Dichos escenarios representan una auténtica revolución conceptual respecto de lo que históricamente se ha entendido como un sistema eléctrico síncrono y sus características de funcionamiento y, además, un verdadero reto para todo el sector.

Por lo tanto, estos nuevos escenarios de producción en los que se espera que generadores basados en electrónica de potencia constituyan la mayoría de la generación conectada requieren que estos generadores, convertidos en nuevos actores principales, aporten unas capacidades y prestaciones similares, cuando técnicamente sea posible, a las de la generación síncrona a la que desplaza, respetando así los criterios de calidad, fiabilidad, estabilidad y seguridad. Los requisitos que se han ido elaborando y publicando responden y aparecen de forma inevitable según se va anticipando el desplazamiento masivo de la generación convencional. Los nuevos contingentes previstos han motivado adaptaciones de la normativa vigente y el desarrollo de nuevos procedimientos de operación, como es el caso del PO 12.2, fruto del trabajo en colaboración con el sector renovable: asociaciones eólicas, fabricantes y promotores, que contempla requisitos técnicos, prestaciones y servicios esenciales que deberán prestar los generadores de energías renovables [10].

A continuación, se hace referencia a los problemas que surgen debidos a la conexión a la red de generación renovable, haciendo hincapié en el caso de la conexión a redes débiles:

○ Variabilidad y predictibilidad del recurso primario

Los recursos primarios a los que se hace referencia principalmente son el viento y la radiación solar.

En el caso del viento, su gran variabilidad supone que la generación eólica sea también variable 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 asociada a esta generación, esta sigue siendo muy alta ya que las predicciones son extremadamente sensibles a los errores.

Por otro lado, la radiación solar, con los desarrollos tecnológicos actuales, presenta dos componentes que se están aprovechando para la generación de energía eléctrica que son la radiación solar global (en la tecnología fotovoltaica) y la radiación solar directa (en la tecnología termo solar). Del mismo modo que ocurre con el viento, la predicción de la radiación solar global y la radiación solar directa está asociada con un elevado nivel de incertidumbre. Aunque la radiación solar total en días claros se puede aproximar de forma determinista con expresiones matemáticas, es necesario considerar un conjunto de circunstancias que complican la predicción.

○ Huecos de tensión

El concepto de hueco de tensión hace referencia a la reducción brusca de la tensión en un punto de la red eléctrica y la posterior recuperación de esta en cuestión de milisegundos. Dichas perturbaciones tienen su origen generalmente en la aparición de faltas en la red y desaparecen una vez que la falta se despeja correctamente mediante la actuación de las protecciones eléctricas [10].

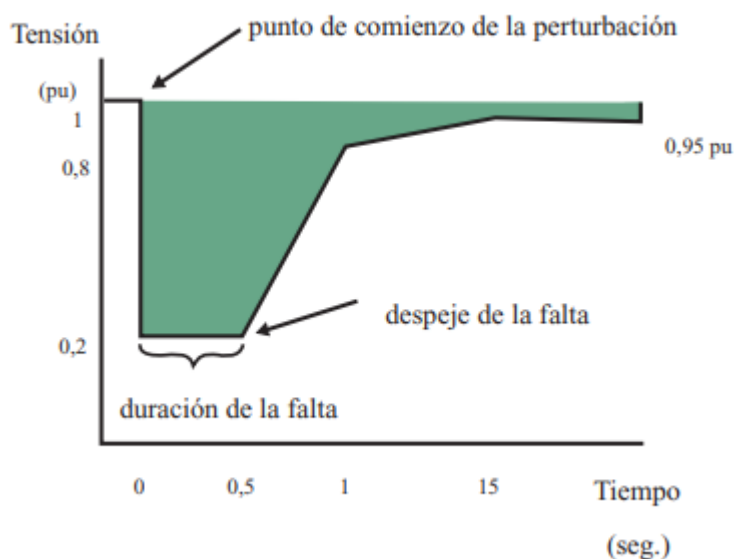


Figura 3. Hueco de tensión

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. Esta situación fue viable mientras la capacidad eólica instalada era reducida, principalmente porque el potencial volumen de generación que podría desconectarse no era significativo (en el año 1996 la capacidad eólica instalada era de 183 MW).

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 para así evitar su desconexión. En relación con esto, estudios llevados a cabo por REE señalaban que perturbaciones en determinados nudos de la red de transporte de gran concentración eólica podrían conducir a una pérdida de generación por hueco de tensión no asumible para el sistema. Adicionalmente, el consumo de potencia reactiva durante el hueco de tensión asociado a determinadas máquinas asíncronas suponía un obstáculo adicional en el proceso de recuperación de las tensiones del sistema. Resultado del análisis de este problema y fruto del esfuerzo realizado tanto por parte del operador del sistema como por los promotores de los parques eólicos y asociaciones es el PO 12.3 'Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas' por el que se establece la necesaria adaptación de la tecnología eólica para soportar huecos de tensión.

A partir del 1 de enero de 2008, los nuevos parques eólicos instalados debían cumplir el citado procedimiento de operación. De igual modo, los aerogeneradores instalados con anterioridad a dicha fecha fueron adaptados para cumplir este nuevo requisito [10].

Actualmente, se exige en todos códigos de red el requisito de no desconexión durante los huecos de tensión, conociéndose como Low Voltage Ride Throug (LVVRT), con objeto de evitar la desconexión de grandes contingentes de generación eólica por hueco de tensión, y con ello, un riesgo relevante para el sistema. Este requisito establece que cuando se produce una falta, el generador renovable debe permanecer conectado al sistema y aportar corriente reactiva, contribuyendo con el restablecimiento de la tensión del sistema, además de restaurar los valores de la potencia activa y reactiva después de que la tensión del sistema vuelva a los valores de operación normal, tratando de asemejarse al comportamiento de los generadores síncronos convencionales [11].

Sin embargo, 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, también se da el caso de alguna generación fotovoltaica que 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 faltas en la red llevaría a que los desequilibrios generación-demanda asociados pongan en riesgo la seguridad del sistema eléctrico [10].

Adicionalmente, las deficiencias en el control de la tensión durante los cortocircuitos y durante la recuperación de los defectos que aparecerían en escenarios de masivo desplazamiento de la generación síncrona esperables a medida que aumenta la potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica podrían dar lugar a tiempos de recuperación excesivamente largos, poniendo en riesgo la estabilidad de tensión del sistema.

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

Por otro lado, durante el periodo de recuperación de la tensión, una vez despejada la falta, una rápida inyección de corriente evita un empeoramiento de la estabilidad del sistema y el control muy rápido de la tensión permite prevenir recuperaciones bruscas de esta en zonas de elevada concentración de instalaciones con tecnología Full Converter y fotovoltaicas.

En resumen, con el requisito LVRT se requiere que las instalaciones de producción de energía basadas en electrónica de potencia, que serán en un escenario de medio plazo los actores principales en la producción de energía eléctrica, tengan una respuesta similar a la tecnología síncrona a la que desplazan.

- **Gestión dinámica de corriente activa durante perturbaciones**

Para mantener un equilibrio instantáneo entre generación y demanda durante una perturbación, es indispensable también una inyección adecuada de potencia activa a la red. En concreto, no es recomendable una respuesta fija de la potencia activa tras el despeje de una falta o una recuperación en un tiempo preestablecido, sino que la

inyección óptima debe seguir aproximadamente la demanda instantánea [10].

El ingente volumen de tecnología fotovoltaica y los aerogeneradores que estarán conectados a la red en un futuro obliga a que estos sean capaces de proporcionar el control de potencia activa requerido para el sistema. La mejor estrategia consiste, pues, en una respuesta de la potencia activa proporcional al cuadrado de la tensión en el nudo de conexión de las plantas (estrategia similar a la exigida a los generadores síncronos). En términos de corriente activa, esta ley es lineal con la tensión instantánea, lo que la hace especialmente sencilla para los convertidores electrónicos.

Asimismo, se garantiza que la estabilidad de los generadores no se vea empeorada, ya que, si durante la recuperación de la falta la electrónica de potencia inyecta demasiada potencia activa, los generadores síncronos acoplados verán dificultada su evacuación de potencia y continuarán con su aceleración, acumulando energía cinética incluso durante la recuperación de la tensión. Una situación como esta puede llevar a la pérdida de sincronismo a los generadores convencionales y, dependiendo del número de generadores afectados, a un grave incidente.

○ **Estabilidad de tensión**

La estabilidad de tensión hace referencia a la capacidad del sistema eléctrico de mantener los valores de tensión dentro de los rangos establecidos tanto en condiciones normales de operación, como después de que ocurra una perturbación [12]. Este mantenimiento de la estabilidad de tensión se presenta como crítico para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, siendo normalmente la encargada de esta tarea la tecnología síncrona con sus reguladores de tensión.

Sin embargo, con el desplazamiento que se ha ido produciendo de la generación convencional por parte de la generación renovable, estas últimas deben ser capaces de proveer un control de la tensión por medio de inyección de potencia reactiva siguiendo una estrategia de control basada preferentemente en consignas de tensión en barras, siendo también posible realizar este control por consigna de potencia reactiva o de factor de potencia [10].

Por otra parte, la estabilidad de tensión se relaciona con la variación que se produce en la tensión cuando se producen cambios en el flujo de potencia activa o reactiva a través de la red. El cambio producido en la tensión del sistema en comparación con el producido en la potencia activa y reactiva (dV/dP o dV/dQ) para cuantificar la estabilidad de tensión es un concepto ampliamente utilizado.

En una red fuerte, hay un número relativamente grande de máquinas síncronas

que proporcionan una cantidad sustancial de corriente de cortocircuito y soporte reactivo a la red. También, la impedancia del sistema es relativamente baja y la tensión es relativamente constante frente al nivel de carga. Es decir, a medida que aumenta el flujo de potencia en una red fuerte, las variaciones de tensión, dV/dP y dV/dQ , son pequeñas [13].

Sin embargo, en una red débil, la disponibilidad comparable de corriente de cortocircuito es menor, ya sea debida a menos máquinas síncronas o a una mayor impedancia de red debido a largas líneas de transmisión y múltiples transformaciones de tensión, lo que hace que la sensibilidad a cambios en la potencia aumente, es decir, las variaciones de tensión, dV/dP y dV/dQ , aumentan. En estos sistemas, se pueden requerir dispositivos dinámicos como SVC y STATCOM o incluso compensadores síncronos para mantener la estabilidad de tensión [14].

La generación síncrona, generalmente, mantiene una potencia activa de salida constante y aumenta de forma relativamente lenta. Los cambios diarios de carga pueden generar algunos problemas en la estabilidad que pueden abordarse con tiempo. Por otra parte, la generación no gestionable puede aumentar muy rápidamente la salida de potencia dependiendo del recurso de entrada disponible. Esta variabilidad, junto con el perfil de carga, puede exacerbar los riesgos de estabilidad de tensión. Esto puede complicarse aún más por cambios en la topología de la red, interrupciones planificadas o forzadas, etc. Si bien el sistema está planificado para soportar contingencias, los problemas en una red débil pueden materializarse en una amplia gama de condiciones, particularmente en condiciones de interrupción.

o **Regulación potencia-frecuencia e inercia**

La conexión cada vez mayor de generación renovable, supone que se vaya produciendo un desplazamiento de la generación convencional, lo que hace que se produzca una disminución de recursos en el sistema para la regulación potencia-frecuencia (reguladores de velocidad capaces de subir o bajar su producción ante desvíos en la frecuencia) pudiendo llegar a ser un aspecto crítico en la seguridad de este, especialmente en los sistemas insulares, que normalmente son considerados como sistemas débiles, por lo que es preciso restituir al sistema la necesaria capacidad para realizar dicho control potencia-frecuencia [10].

Asimismo, la disminución de inercia en el sistema por desplazamiento de la generación síncrona por otra que pueda no tenerla o que la esconda detrás de la electrónica de potencia, ocasiona que para un mismo desequilibrio generación-demanda aparezcan mayores pendientes en la variación de la frecuencia que pueden ocasionar valores extremos más alejados del valor de consigna de 50 Hz.

Evidentemente, esto supone un mayor riesgo para la seguridad del suministro eléctrico, siendo especialmente crítico en los sistemas eléctricos insulares.

Por lo tanto, el aumento de la presencia de generación renovable hace necesario la provisión por parte de los generadores basados en fuentes renovables de un control primario potencia-frecuencia para mantener los niveles de frecuencia en las situaciones de muy elevada producción renovable frente a la producción convencional.

Es de interés mencionar que si los parques eólicos y fotovoltaicos participan activamente en los servicios de regulación se puede maximizar su producción en el sistema, dado que en caso contrario deberán ser desplazados en parte por otros generadores que provean dichos servicios.

○ **Comportamiento durante perturbaciones**

Como se ha dicho anteriormente, en el caso de que se dé una perturbación, la generación renovable debe de ser capaz de proporcionar potencia activa y reactiva a la red. En el caso de estar conectado a redes débiles, este requisito puede ser más crítico debido a las siguientes razones:

- El soporte de energía reactiva local para mantener la tensión es más crítico en estos sistemas.
- Las deficiencias de energía activa como resultado del disparo de un generador renovable pueden no ser fácilmente compensadas por otros generadores cercanos requiriendo transferencia de energía a largas distancias.
- Es más probable que cuando se produzca el disparo de un generador renovable se den oscilaciones de potencia mal amortiguadas en un sistema débil que en un sistema fuerte.

También, la inyección de potencia activa y reactiva debe coordinarse dentro de las limitaciones del equipo. El código de red puede requerir un aumento rápido de la potencia activa en el período de recuperación de una falta. Este requisito es difícil de cumplir en redes débiles ya que los requisitos de potencia reactiva para cumplir con la recuperación de tensión limitan la tasa de aumento de la potencia activa [14].

○ **Detección de islas**

El funcionamiento en isla significa operar habiéndose separado del sistema de potencia teniendo por lo menos un generador y varias cargas. En caso de producirse

de forma inesperada, las instalaciones de generación junto con las cargas deben desconectarse rápidamente para evitar comportamientos no deseados y por motivos de calidad del suministro y de seguridad, tanto de las personas como de las instalaciones [14].

Por lo tanto, se hace necesario la correcta detección de este modo de funcionamiento de forma que también se asegure la no desconexión de estas instalaciones ante perturbaciones sin formación de isla, evitando así la desconexión masiva de generación que podría poner en riesgo la seguridad del conjunto del sistema [14].

Aunque este problema puede darse tanto en sistemas débiles como sistemas fuertes, se suelen producir en lugares remotos del sistema eléctrico, es decir, en lugares donde la fortaleza de la red tiende a ser débil.

- **Interacciones e inestabilidad de control**

La conexión de generación renovable basada en electrónica de potencia puede dar lugar al deterioro de la operación del sistema como consecuencia de la aparición de interacciones entre diferentes sistemas de control de elementos del sistema.

La posibilidad de interacción entre los diferentes dispositivos es muy amplia ya que los generadores basados en electrónica de potencia pueden interactuar entre ellos, con otros dispositivos electrónicos de potencia, como dispositivos FACTS, SVC o STATCOM, o incluso con dispositivos como condensadores en serie, dispositivos de derivación conmutada y generadores convencionales

Por otra parte, la inestabilidad de control abarca un amplio espectro de fenómenos cuando aparece en sistemas de potencia, pero uno de los modos más importantes de inestabilidad en sistemas débiles se relaciona con las interacciones entre controladores rápidos y de alta ganancia, como los presentes en los generadores eólicos (tipo 3 y tipo 4) o en las plantas fotovoltaicas con impedancias relativamente altas que los conectan al sistema. Cuanto más débil es el sistema en relación con los dispositivos controlados, más impacto tiene cada uno de los dispositivos en los demás. En general, la ganancia en bucle abierto que experimentan los controladores que interactúan es mayor cuando están conectados en sistemas débiles, lo que los hace más susceptibles a la inestabilidad de control. Estas inestabilidades pueden dar lugar a oscilaciones crecientes o erráticas que tienen consecuencias negativas para la red, como problemas de desconexión de unidades, parpadeo o problemas en la calidad del suministro, y, en última instancia, posibles problemas de seguridad para las personas o daños en los equipos. Por el contrario, en las partes del sistema con una fortaleza

alta, los dispositivos conectados tienen un impacto mucho menor en relación con los otros [13].

En la fig 4 se muestra un ejemplo de un generador eólico conectado a un sistema de prueba donde el SCR se reduce gradualmente al aumentar la impedancia entre la planta y el sistema.

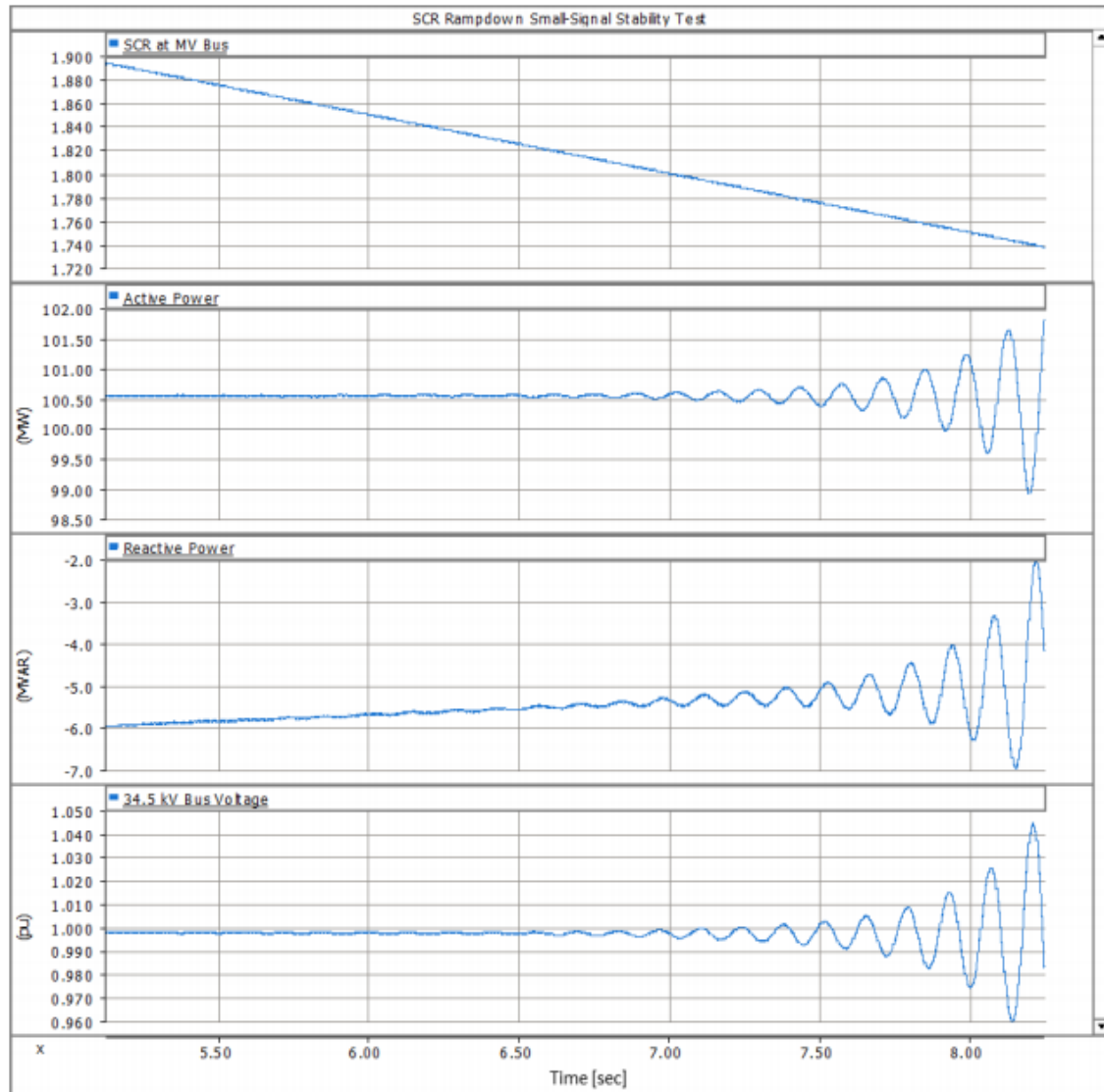


Figura 4. Aumento de impedancia entre generador eólico y red

Como puede observarse, en algún momento la planta alcanza un SCR mínimo por debajo del cual sus controles experimentan una inestabilidad.

Por otra parte, en la fig 5 se muestra un ejemplo de inestabilidad de control en una planta eólica conectada a una red débil.

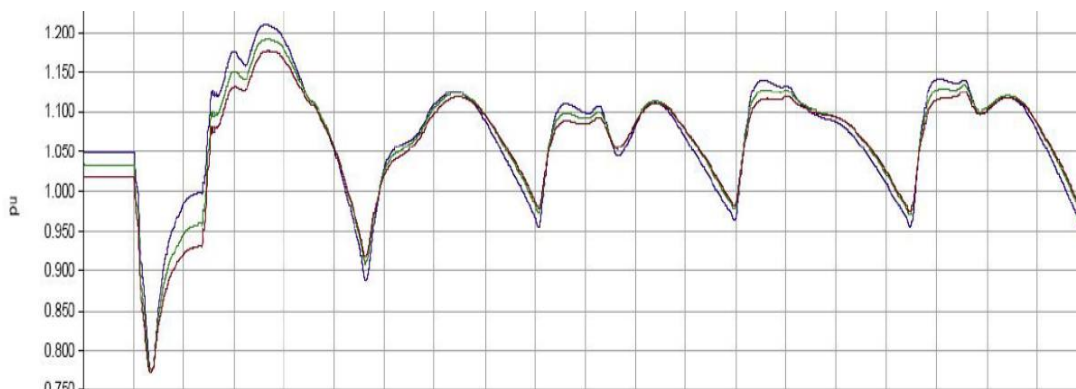


Figura 5. Inestabilidad de control

Como puede observarse, después de la falta, la potencia activa se reduce y vuelve a aumentar rápidamente después de la eliminación de esta. Sin embargo, a medida que la potencia activa aumenta, el soporte reactivo disponible en el inversor no puede soportar la tensión debido a la alta impedancia entre la planta y la red, produciéndose un colapso en la tensión. Esto hace que la planta vuelva a ingresar en el anterior modo y reduzca su potencia activa, lo que a su vez permite que la tensión se recupere y el ciclo se repita, lo que provoca que se propaguen las oscilaciones de tensión a través del sistema [14].

Otro tema por tratar es la estabilidad en la coordinación de controladores dinámicos, ya que se espera que los generadores operen de manera estable y eviten interferir con los controles de los equipos vecinos. Los generadores renovables basados en electrónica de potencia están equipados con numerosos sistemas que realizan numerosas funciones de control y estas funciones de control pueden interactuar con dispositivos dinámicos cercanos que también estén basados en electrónica de potencia, pudiendo conducir a oscilaciones dinámicas perjudiciales, siendo también la magnitud de tales oscilaciones mayores cuando los dispositivos están conectados a una red débil.

6.3 Evaluación de la conexión de nueva generación

La evaluación de la capacidad disponible para la conexión de nueva generación renovable es necesaria en el proceso de planificación con objeto de identificar las necesidades de inversión en la red eléctrica, y en los estudios de conexión para verificar que existe capacidad suficiente en un punto de la red para la conexión de nueva generación sin afectar al resto del sistema.

6.3.1 A largo plazo. Planificación eléctrica

La Planificación Energética es un elemento esencial en el nuevo modelo energético que se ha desarrollado y que tiene por objeto disponer de un sistema más sostenible y competitivo, garantizando el aspecto fundamental de la seguridad de suministro. Su

objetivo principal es diseñar la red de transporte para que permita dar cumplimiento a la política energética nacional y europea y garantizar la seguridad de suministro a largo plazo, teniendo en cuenta criterios medioambientales y de eficiencia económica. Además, incluye las actuaciones necesarias para la conexión a la red de transporte de los agentes que cumplan con los requisitos para ello (grandes consumidores, generadores, etc) [15].

La planificación realiza una previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar la prestación del servicio. En particular, las infraestructuras de transporte de energía eléctrica que dan soporte a esta actividad 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 [16]. Por este motivo, la planificación tiene tanto una parte indicativa, que recoge la previsión de la evolución de la demanda energética española, como una parte vinculante, que recoge las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte.

El crecimiento de las infraestructuras de transporte de electricidad a lo largo de la pasada década estuvo marcado por un gran crecimiento de la capacidad de generación en respuesta a un fuerte incremento de la demanda energética hasta 2008. Además, en el caso del sector eléctrico, una parte muy importante de esta nueva generación estaba basada en energías renovables, más distribuidas geográficamente que las tecnologías tradicionales y por tanto más demandantes de nueva red de transporte. La política energética debe lograr un doble objetivo en el período hasta 2020: muy bajo crecimiento del consumo energético acompañando a un crecimiento económico significativo, junto con un mayor peso de las energías renovables en el abastecimiento energético, sustituyendo a otras energías.

Como se puede observar la fig 6, hasta el año 2013 se han producido relevantes cambios relevantes en la estructura de generación eléctrica, con el aumento del uso de energías renovables y el descenso de la generación basada en combustibles fósiles. Precisamente en el período de crisis, desde 2008, la caída de la generación eléctrica total ha venido acompañada de un aumento del peso de la generación con energías renovables, pasando de un 19,8% al 38,3% [15].

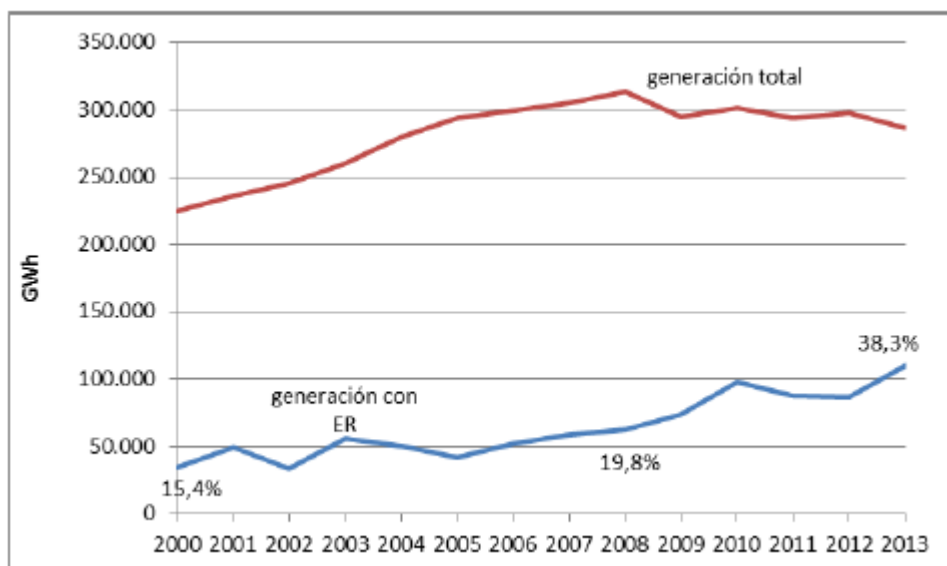


Figura 6. Evolución de la generación eléctrica 2000-2013

Fundamentalmente debido a esta evolución en la generación eléctrica, el ratio de consumo de energías renovables sobre energía final bruta ha tenido una evolución fuertemente creciente, que en 2014 alcanzó el 17% provisionalmente, cercano al objetivo del 20% fijado para 2020.

En cuanto al consumo de energía final en España se estimó que tendría un crecimiento medio del 0,9% anual hasta 2020, destacándose, como se puede ver en la fig 7, el peso de las energías renovables que crecerán un 4,7% medio anual hasta 2020, incluyendo tanto las renovables para generación eléctrica como los crecimientos del consumo de biomasa térmica, solar térmica y biocarburantes. Las renovables de uso directo en conjunto alcanzarán el 8,1% de los consumos de energía final.

Ktep	2013	2016 (P)	2020 (P)	%2020/2013 anual
Carbón	1.587	1.882	1.881	2,3%
Prod. Petrolíferos	39.081	36.897	36.475	-1,0%
Gas natural	14.853	15.247	16.504	1,7%
Electricidad	19.952	20.812	22.938	2,0%
Energías Renovables	5.329	6.084	7.346	4,7%
Usos energéticos	80.582	80.683	85.123	0,8%
Usos no energéticos	4.855	5.107	5.664	2,2%
Prod. Petrolíferos	4.358	4.858	5.214	2,8%
Gas natural	451	451	451	0,0%
Total usos finales	85.437	85.789	90.788	0,9%

Figura 7. Consumo de la energía final en España

La intensidad energética (consumo de energía final/PIB) de energías renovables subirá un 2,1% anual hasta 2020, al contrario que el resto de las fuentes energéticas, para alcanzar el nivel necesario acorde con el cumplimiento de los objetivos específicos en esta materia y se prevé que las energías renovables aporten el 16,4%

de la energía primaria en 2020.

Dentro de la potencia instalada, para el cumplimiento de los objetivos fijados por la UE de un 20% sobre consumo final bruto, el escenario de prospectiva exige alcanzar una participación de energías renovables sobre generación bruta total del 36,6%. Se estima la necesidad de nueva potencia renovable, con un incremento de capacidad de las tecnologías más competitivas y técnicamente eficientes, en particular eólica y fotovoltaica.

En la fig 8 se indican los porcentajes de consumo de energías renovables sobre el consumo de energía final bruta, empleando la metodología de cálculo fijada por la CE en relación con los objetivos de la Directiva de Energías Renovables (Directiva 2009/28/UE).

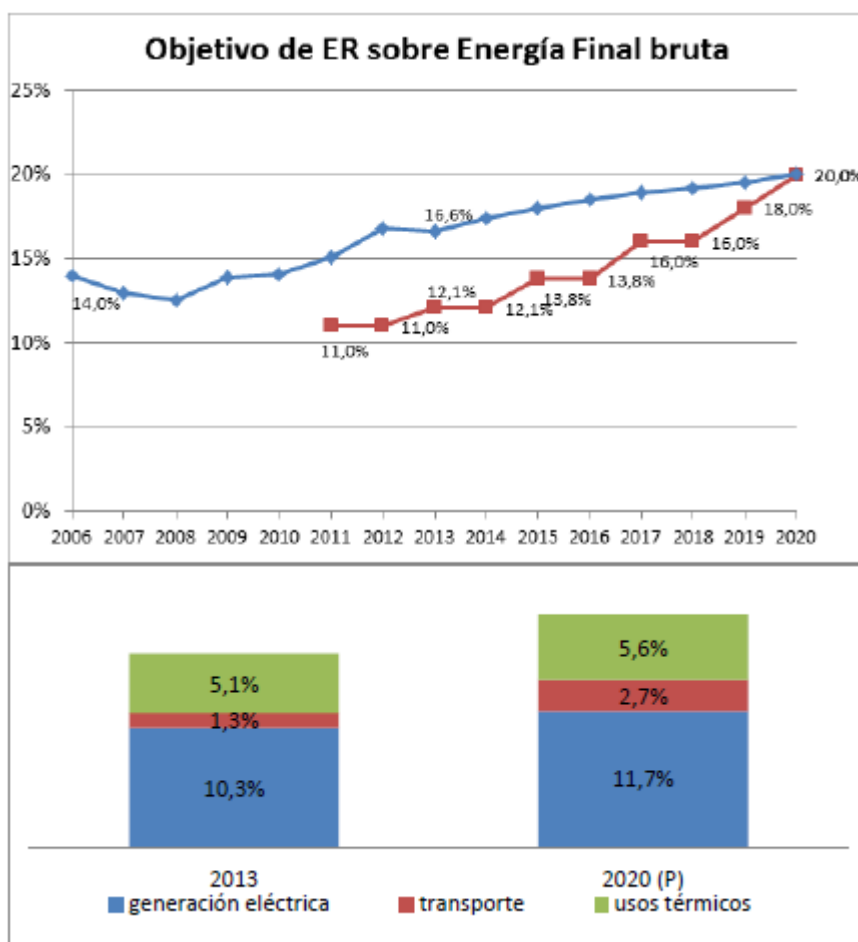


Figura 8. Consumo de energía renovable sobre el consumo final bruto

En 2020, el Escenario de Prospectiva lleva a lograr el objetivo del 20%, predominando las energías renovables para generación eléctrica en la contribución al objetivo, con el 11,7%, mientras el 5,6% corresponde a los usos térmicos y el resto al transporte [16].

Todos estos cambios que se van a producir en el modo de generación eléctrica en los próximos años deben dar lugar a otros cambios en el sistema eléctrico, ya que un sistema basado en generación gestionable que está concentrado en grandes instalaciones de producción conectadas a la red de transporte tiene un funcionamiento diferente a otro en el que predomina la generación intermitente donde coexisten grandes unidades conectadas a muy alta y alta tensión y una multitud de pequeñas instalaciones ubicadas en las redes de distribución de media, baja y muy baja tensión, por lo que se plantea como un gran reto para todos los entes involucrados en el sistema eléctrica.

Entre los cambios para conseguir los objetivos propuestos de energías renovables, REE, como encargado del transporte y operador del sistema, destaca los siguientes [17]:

- Inversión en la red de transporte de 3000 M €, que se destinarán a la integración de energías renovables, a la dotación de inteligencia a red para la plena coordinación entre los diferentes agentes del sistema y a la mejora de las interconexiones internacionales.
- Mayor flexibilidad en el sistema eléctrico, con una inversión de más de 200 M € en tecnologías de almacenamiento, para una mejor integración de las renovables mejorando su seguridad de suministro.
- Operar un sistema eléctrico más complejo, pero de forma igualmente segura, por lo que habrá que dotar al sistema eléctrico de una mayor fortaleza en los puntos que así lo requieran.
- Facilitar el acceso y la conexión a la red de las energías renovables, con un entorno regulatorio que facilite la realización de nuevas inversiones.

Por lo tanto, esta transición energética requiere el desarrollo de una red robusta, flexible y fiable que permita conectar la nueva generación renovable y transportar su producción hasta el cliente final. En concreto, el PNIEC [2] estima que alcanzar los objetivos planteados para este refuerzo del sistema eléctrico, requerirá inversiones por valor de 41.846 M €.

Las actuaciones mediante las cuales se lleva a cabo la mejora de la red de transporte se clasifican en dos tipos: actuaciones estructurales que contribuyen al buen funcionamiento del sistema eléctrico; y actuaciones de conexión, las cuales permiten la conexión de un único agente al sistema eléctrico o un beneficio local.

Los escenarios de demanda se utilizan para el dimensionamiento de la red cogiendo como referencia la punta de demanda superior, con objeto de mantener una adecuada calidad, seguridad y fiabilidad de suministro en el sistema eléctrico. Por otro lado, en los escenarios de generación, hay que destacar las dificultades que a la hora de planificar la red de transporte introduce la incertidumbre en la ubicación de la futura generación. Una vez asignados los grupos de generación a los diferentes nudos, la elaboración de los perfiles de producción se realiza siguiendo un orden de mérito para las diferentes tecnologías de generación, basado en una previsión de la evolución del coste de los combustibles y atendiendo también al tratamiento regulatorio específico de la generación con fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Los estudios principales que se llevan a cabo durante la planificación de la red de transporte consisten en estudios de flujo de cargas, estudios de cortocircuito y estudios de estabilidad. Los estudios de flujo de cargas analizan la capacidad del sistema a través de los flujos de potencia activa y reactiva evaluando las cargas de los elementos de la red y las tensiones en los nudos. Por otra parte, los estudios de cortocircuito son de gran importancia para la caracterización de una red ya que se consigue la obtención de los valores de las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) y las potencias de cortocircuito (S_{cc}) en los nudos de la red, y estos valores se relacionan directamente con el comportamiento de la red ante maniobras de equipos, incidentes, estabilidad del sistema, calidad de onda, etc. Por último, los estudios de estabilidad evalúan la capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones sin que provoquen repercusiones inaceptables, 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 [16].

Así, con los estudios de flujo de cargas y de cortocircuitos se realiza el análisis estático de la red, y con los estudios de estabilidad el análisis dinámico:

□ Análisis estático de la red de transporte

Para la evaluación del comportamiento estático se analiza en cada caso el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas según las cuales, para determinadas situaciones topológicas tipificadas, se exige que ciertas variables se encuentren dentro de los límites de aceptabilidad.

Las contingencias analizadas son todas las incidencias individuales (criterio N-1) de líneas y transformadores de la red de transporte y grupos de generación, los fallos múltiples (criterio N-X) consistentes en el fallo de líneas dobles con apoyos compartidos en más de 30 km y la pérdida de nudos de elevada concentración de transformación (>1.500 MVA), de elevada concentración de generación (>1.000 MW) y de nudos considerados como críticos desde el punto de vista de seguridad del sistema ante despeje de falta (el tiempo crítico es el máximo tiempo que el sistema soporta una falta trifásica permanente cumpliendo los criterios de seguridad).

La carga en las líneas se compara con la capacidad térmica en permanencia de invierno y verano, la carga en los transformadores con la nominal y los niveles de tensión de cada nudo se comparan con la tensión nominal asignada al mismo.

Así, según [16], el comportamiento del sistema ante contingencias de fallo simple (criterio N-1) establece que las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre 0,95 p.u y 1.087 pu para una tensión nominal de 400 KV y entre 0.93 p.u y 1.11 p.u para una tensión nominal de 220 KV, y ante fallo múltiple (criterio N-X) estos valores deben estar entre 0,9375 p.u y 1,087 p.u para una tensión nominal de 400 KV y entre 0,9 p.u y 1,11 p.u para una tensión nominal de 220 KV [16].

□ Análisis dinámico de la red de transporte

La evaluación del comportamiento dinámico corresponde básicamente al concepto de estabilidad del sistema eléctrico y analiza la capacidad de éste para soportar perturbaciones sin que sus parámetros básicos (frecuencia, tensión y corrientes) excedan sus límites transitorios aceptables y evolucionen a valores dentro de los límites de régimen permanente en un tiempo admisible.

Uno de los objetivos de este análisis es la validación de los resultados del análisis estático incorporando el punto de vista de la estabilidad dinámica. Como principio general de admisibilidad en estos casos, se considera que las simulaciones realizadas deben garantizar que tras un incidente se alcance el régimen permanente indicado por los estudios estáticos.

Otro de los objetivos es la evaluación de la “máxima capacidad de producción” en nudos de la red de transporte por razones de estabilidad dinámica. Para ello, se sigue un método que consiste en restringir a 250 ms (mínimo tiempo de despeje de falta para las protecciones de fallo de interruptor) la metodología de cálculo de los tiempos críticos establecidos en el documento [18]. No obstante, se otorga un nuevo grado de libertad al poder variarse las condiciones de generación del escenario de estudio:

- Si la simulación del defecto despejado en 250 ms no cumple con los

criterios de admisibilidad dinámica, independientemente de la generación desconectada, debe determinarse la “máxima capacidad de producción” admisible en el nudo o zona de estudio (conjunto de nudos eléctricamente próximos). Para ello se sigue un proceso complementario al de determinación de tiempos críticos: se fija el tiempo de permanencia de la falta en 250 ms y se reduce el contingente de producción en el nudo (o la zona) hasta que resulte admisible para el sistema.

- Forman parte de una zona de nudos eléctricamente próximos respecto de la falta postulada todos aquellos nudos en los que evacuen generadores que desconecten ante dicha falta postulada. En tal caso, independientemente de la limitación nodal por máxima capacidad de producción se establecerá otra limitación global a la zona correspondiente. En el caso de que sobre una misma zona existieran limitaciones respecto de más de una falta postulada, prevalece como límite global el menor de ellos.

Este criterio es particularmente aplicable en el momento del análisis de la viabilidad de acceso de los generadores cuando éstos solicitan el acceso a la red [16].

6.3.2 Aprobación de nueva conexión de generación

Como se comenta en los apartados anteriores, el sistema eléctrico debe seguir conservando la seguridad y la calidad del suministro por lo que REE establece que las instalaciones de generación, las redes de distribución o las grandes instalaciones de consumo se pueden conectar directamente a la red de transporte en función de sus características y cumpliendo una serie de requisitos establecidos en la regulación vigente. Las redes eléctricas de transporte y distribución están al servicio de cualquier infraestructura que se quiera conectar al sistema eléctrico en unas condiciones de seguridad y calidad, según establece la Ley del Sector Eléctrico.

La aprobación de la nueva conexión de generación se presenta como un proceso que consta de cuatro pasos, siendo estos el procedimiento de acceso [19], el procedimiento de conexión [20], la firma del contrato y el procedimiento de puesta en servicio [21].

Con el objetivo de poder permitir la máxima integración de generación renovable, REE establece la realización de diversos estudios para el cumplimiento de los requisitos técnicos recogidos en los procedimientos de operación de REE, P.O. 12.2 y P.O. 12.2 SEIE. Estos estudios de red permiten valorar las capacidades de conexión

en distintos ámbitos topológicos (nodales, zonales, etc.) mediante la aplicación de los criterios de seguridad, regularidad y calidad de suministro, todo ello con el objetivo de maximizar la capacidad de integración de nueva generación renovable y procurar alcanzar los objetivos europeos establecidos para España.

Estos estudios simulan el funcionamiento del sistema desde dos perspectivas técnicas complementarias:

- Estudios de capacidad, que simulan el funcionamiento del sistema en régimen estático, con análisis de flujos de carga y estudios de cortocircuito (Scc) y valoran la capacidad de evacuación en distintos ámbitos topológicos, nudos o zonas.
- Seguridad: Estudios de aceptabilidad, que simulan el funcionamiento del sistema en régimen dinámico, comprobando que, para una distribución de generación, los regímenes transitorios y permanentes tras perturbaciones son admisibles.

6.4 Índices utilizados para medir la fortaleza de la red

La necesidad de limitar el impacto derivado de la conexión de generación renovable y el mayor impacto que estas instalaciones tienen en redes débiles hace necesario poder evaluar la fortaleza de la red en el punto de conexión en relación con la potencia de la instalación. Para ello, se han propuesto una serie de índices que se presentan a continuación, teniendo todos en común la utilización de la Scc para su cálculo.

6.4.1 Short Circuit Ratio

El índice SCR en un punto de la red se presenta cómo [22]:

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

Dónde $S_{cc}(MVA)$ es la potencia de cortocircuito previa a la conexión del MPE en ese punto de la red y $P_{MPEi}(MW)$ la potencia del MPE conectado a ese punto.

El índice SCR se puede calcular de forma alternativa mediante la siguiente expresión:

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

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

Dado un MPE constituido por un parque eólico que se conecta a la red mediante el diagrama unifilar de la fig 9 [14]:

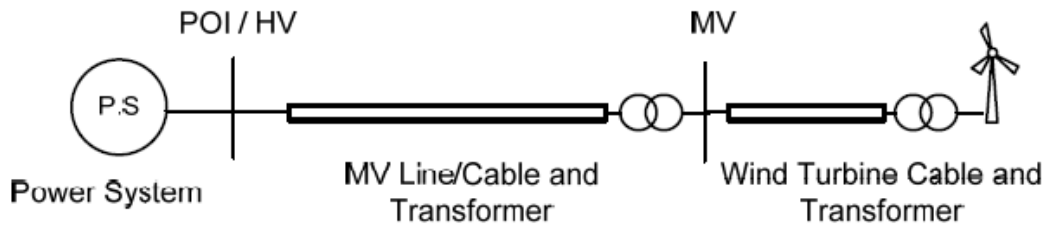


Figura 9. Diagrama unifilar de un MPE conectado a la red

Siendo el circuito equivalente el mostrado en la fig 10:

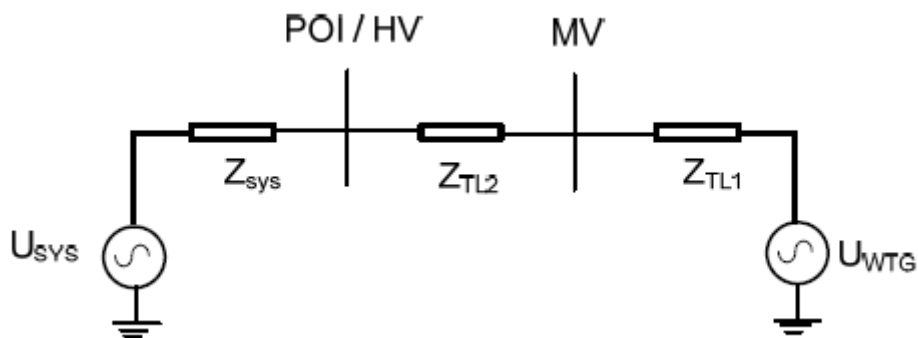


Figura 10. Circuito equivalente

Donde:

Z_{TL1}: es la impedancia agregada del transformador de la turbina eólica y el cable

Z_{TL2}: es la impedancia agregada del transformador MV y el cable.

Z_{sys}: es la impedancia equivalente del sistema.

Usando la definición básica de SCR en el punto de conexión:

$$SCR_{POI} = \frac{S_{POI}}{P_{WF}}$$

Donde:

S_{POI} : es la potencia de cortocircuito en MVA de la red en el punto de conexión, antes de conectar el MEP.

P_{WF} : es la potencia conectada del generador eólico.

Si se selecciona el MVA del generador como base MVA en el sistema por unidad:

$$SCR_{POI} = \frac{S_{POI}}{P_{WF}} = S_{POI,PU}$$

Sustituyendo $S_{POI,PU}$ en términos de tensión por unidad en el punto de conexión (se supone que 1.0 pu) y la impedancia del sistema en por unidad en el punto de conexión:

$$S_{POI,PU} = \frac{V_{POI,PU}^2}{Z_{SYS,PU}} = \frac{1}{Z_{SYS,PU}}$$

Donde:

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

$V_{POI,PU}$: es la tensión en por unidad en el punto de conexión.

Sustituyendo:

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

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 en por unidad se basa en la potencia nominal del MPE, en caso de utilizar otra base, como en la herramienta de simulación (100 MVA), habría que hacer una conversión.

La relación de cortocircuito (SCR) es una métrica de uso común para cuantificar la fortaleza de un punto de la red dónde se conecta generación renovable. El SCR visto por un generador influye fuertemente en su capacidad para funcionar satisfactoriamente tanto en estado estable como después de darse perturbaciones en el sistema.

Los valores bajos de SCR indican el riesgo de una resistencia insuficiente del sistema para la operación fiable de la planta de generación. No hay un consenso total de la industria sobre a partir de qué valor del SCR un punto de la red se considera

débil o fuerte, pero, por lo general, 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.

Para calcular la potencia de generación que se podría conectar utilizando este índice se utilizaría la siguiente fórmula:

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

Dónde $S_{cc}(MVA)$ sería, como se dijo antes, la Scc en el punto de conexión previo a la conexión del MPE y habría que elegir el valor del SCR en función de la fortaleza que se quiera tener en el punto de conexión.

El inconveniente que presenta el índice SCR surge de que, en muchas ocasiones, el recurso necesario para la producción renovable se encuentra en lugares geográficos concretos, por lo que es muy posible que en zonas relativamente cercanas haya más de un generador renovable, incluso que estén conectados en el mismo punto, pudiendo darse la posibilidad, como se presenta en el apartado 1, de que haya una interacción entre generadores. Debido entonces a que el SCR no tiene en cuenta la posible interacción entre diferentes plantas renovables, 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 [23] [24].

6.4.2 Composite Short Circuit Ratio

El CSCR considera la presencia de varios MPE cercanos según se representa en la fig 11 [25]:

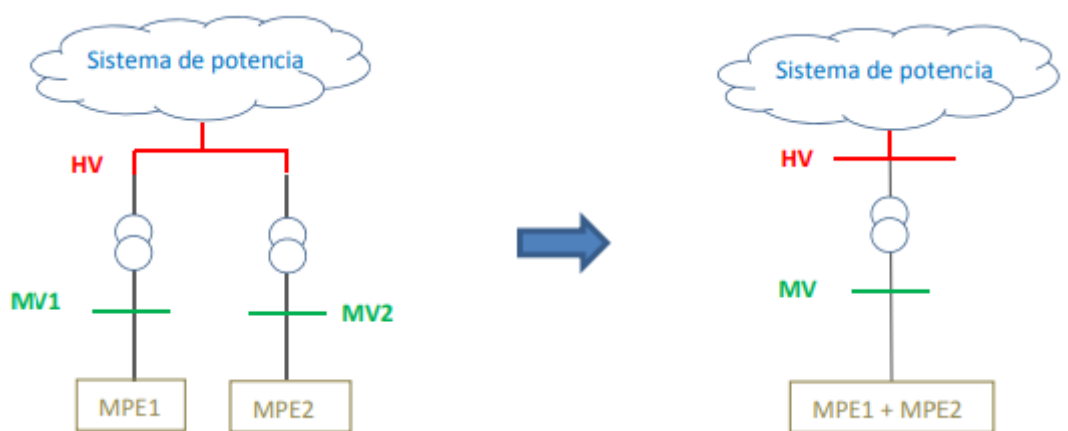


Figura 11. Simplificación CSCR

Este índice crearía un nudo ficticio común de media/alta tensión y consideraría

todos los MPE de una determinada área de influencia conectados a dicho nudo, considerando un indicador agregado para todos los MPE en vez de un indicador exclusivo para cada MPE, calculándose el CSCR mediante:

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

Dónde la $S_{CC}(MVA)$ se presenta como la potencia de cortocircuito compuesto y se calcula uniendo los buses en el lado bajo de los transformadores de interconexión de todas las plantas eólicas y / o fotovoltaicas, creando un bus "compuesto" y se calcula a través de métodos de cálculo de faltas normales y $\sum_i P_{MPEi}(MW)$ 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 [26].

Dados varios MPE constituidos por parques eólicos conectados a la red, donde las plantas eólicas conectadas al mismo bus de HV o a buses eléctricamente próximos se aproximan a plantas conectadas a un bus común de MV mediante el diagrama unifilar de la fig 12 [14]:

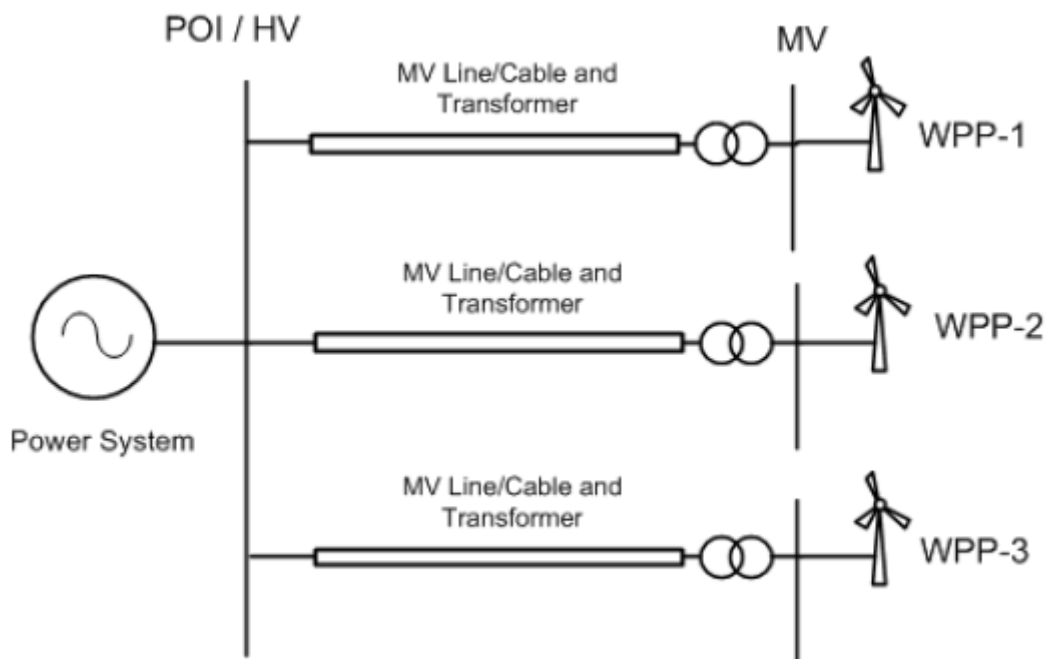


Figura 12. MPE conectados a la red

Siendo el circuito equivalente el mostrado en la fig 13:

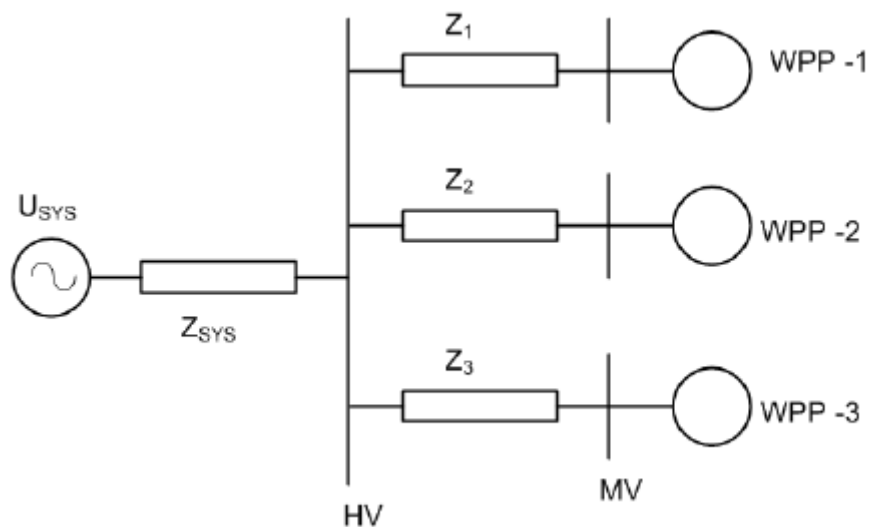


Figura 13. Circuito equivalente de la fig 12

Siguiendo el método del índice CSCR, todas las plantas se conectan al mismo bus de MV, siendo el circuito equivalente en mostrado en la fig 14:

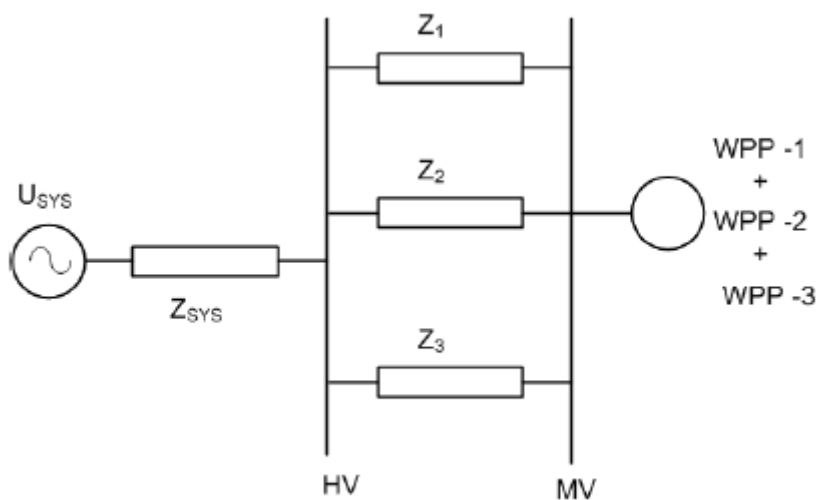


Figura 14. Circuito equivalente de MPE conectados al mismo bus

La potencia de cortocircuito en el bus de MV en p.u es:

$$S_{CC,MV,pu} = \frac{U_{SYS,pu}^2}{Z_{SYS} + \frac{1}{\left(\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3}\right)}} = \frac{1}{Z_{SYS} + \frac{1}{\left(\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3}\right)}}$$

La potencia de cortocircuito en MVA sería entonces:

$$S_{CC,MV} = S_{CC,MV,pu} S_{BASE}$$

Por lo tanto, el índice CSCR en ese punto sería:

$$CSCR = \frac{S_{BASE}}{P_{MPE1} + P_{MPE2} + P_{MPE3}} \times \frac{1}{Z_{SYS} + \frac{1}{\left(\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3}\right)}}$$

Basado en la tecnología actual, un sistema con un CSCR superior a aproximadamente 2.5 a 3 se considera fuerte. Las plantas no deberían tener problemas de inestabilidad de control. Un CSCR por debajo de aproximadamente 1.7 a 1.5 se considera débil y un CSCR por debajo de 1.0 probablemente requeriría mitigación, ya sea en la planta a través del ajuste de control, mediante el fortalecimiento del sistema (por ejemplo, nueva transmisión o máquinas síncronas) o una combinación de ambos. Hay menos experiencia con un nivel aceptable de CSCR para plantas fotovoltaicas.

El inconveniente de este índice es que el método se basa en un fuerte acoplamiento eléctrico, pero en la práctica, habrá distancias entre los puntos de conexión de los MPE, por lo que esta interacción no es tan evidente. En otras palabras, así como el SCR no tiene en cuenta la interacción posible entre MPE cercanos, este índice tiene en cuenta una interacción casi completa, lo que es una aproximación bastante conservadora. Aun así, esta aproximación es mejor que considerar exclusivamente el indicador SCR [25].

6.4.3 Equivalent Short Circuit Ratio

El ESCR se define en términos de potencia, teniendo en cuenta el factor de influencia MIIF con respecto a otros nudos próximos, tal y como se indica a continuación [25]:

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

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.

Para el cálculo de este índice se presenta como novedad el Multi Infeed Interaction Factor (MIIF), el cual es un factor que evalúa si dos nudos se encuentran cercanos

eléctricamente entre sí:

$$MIIF_{i,j} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$$

Donde ΔV_i es el cambio de tensión observado en el bus i para un pequeño cambio de tensión inducido en el bus j . Los buses de CA del inversor separados eléctricamente tendrán valores de MIIF cercanos a cero, mientras que los valores de MIIF que se aproximan a la unidad indican buses de CA que están muy cerca. Los valores de MIIF superiores a aproximadamente 0,15 indican la posibilidad de algún grado de interacción. Para un sistema de n nudos se puede obtener una matriz de tamaño $n \times n$ donde las filas serían los MIIF de cada los nudos respecto de los otros nudos. Por ejemplo, la fila 1 serían los MIIF de todos los nudos respecto al nudo 1 ($MIIF_{1,n}$) y así sucesivamente con todos los nudos [27].

El Equivalent 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 [25]:

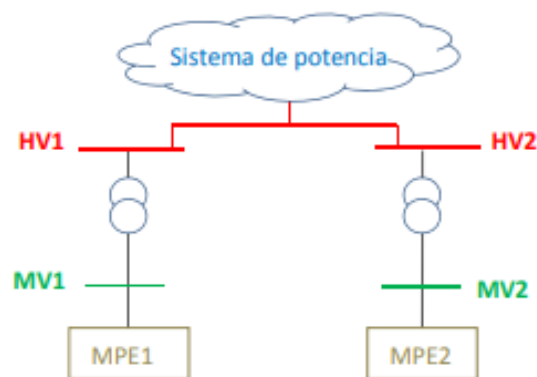


Figura 15. MPE conectados a la red

Dados n MPE constituidos por plantas eólicas conectados a la red, estos se podrían representar mediante el circuito equivalente de la fig 16 [14]:

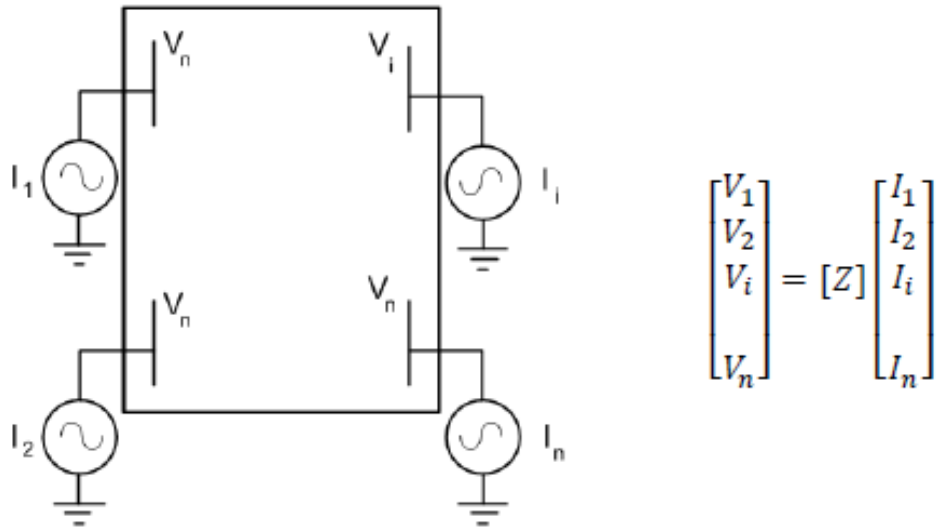


Figura 16. Circuito equivalente de varios MPE conectados a la red

Asumiendo un pequeño cambio de corriente en el nudo i:

$$\Delta V_j = Z_{ji} \Delta I_i$$

$$\Delta V_i = Z_{ii} \Delta I_i$$

Resultando el MIIF:

$$MIIF_{ji} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} = \frac{Z_{ji}}{Z_{ii}}$$

Y el índice ESCR en el nudo i quedaría:

$$ESCR_i = \frac{S_{cci}}{P_{MPEi} + \sum_j (MIIF_{j,i} * P_{MPEj})} = \frac{\frac{P_{MPEi}}{Z_{ii}}}{P_{MPEi} + \sum_{j=1, m, j \neq i} \left(\frac{Z_{ji}}{Z_{ii}} * P_{MPEj} \right)}$$

$$= \frac{1}{\sum_{j=1, m} (Z_{j,i} * P_{MPEj, pu})}$$

Los valores de este índice para considerar el punto de conexión fuerte o débil serán los mismos usados para el SCR, es decir, mayores de 3 serán considerados fuertes, entre 3 y 2 débiles y menores de 2 muy débiles.

El principal inconveniente del índice ESCR radica en la complejidad de su cálculo debido al elevado número de valores que habría que incluir en su formulación [14].

6.4.4 Weighted Short Circuit Ratio

El WSCR “Weighted Short Circuit Ratio” se determina mediante:

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

Dónde $\sum_i^N P_{MPEi}$ es el sumatorio de la potencia de generación del MPE que se quiere conectar al punto de conexión y de todos los MPE ya conectados que se consideren para el estudio y $\sum_i^N S_{CCi} * P_{MPEi}$ es el sumatorio de la potencia de generación del MPE que se quiere conectar al punto de conexión y de todos los MPE ya conectados que se consideren para el estudio multiplicados cada uno por la Scc anterior a su conexión en el punto donde están conectados.

Este índice se propuso por parte de ERCOT, [23] y [28], 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.

El índice WSCR propuesto por ERCOT está basado en la completa interacción entre las diferentes plantas eólicas. Esto es equivalente a asumir que todas las plantas están conectadas al mismo punto de conexión, por lo que, debido a que es un índice demasiado conservador, para considerar la fortaleza de la red con este método los valores de referencia que se utilizan son los mismos que los usados con el SCR, pero divididos entre 2 [24]. Así se considerará una red fuerte si el valor del WSCR es mayor a 1,5 y una red débil si el valor es menor de 1,5.

Para calcular el valor de la potencia a instalar con el índice WSCR se dejará como incógnita el valor de la potencia de generación del MPE que se quiere conectar y se dará un valor al índice WSCR en función de la fortaleza requerida en ese punto de la red.

El inconveniente de este índice es, como ya se ha comentado, que el valor de la fortaleza obtenido es bastante conservador. Para un sistema real de potencia, normalmente suele haber cierta distancia eléctrica entre los distintos puntos de conexión y las plantas de generación renovables no interactúan de forma completa entre ellas. Por lo tanto, el valor real de la fortaleza de la red estará entre el valor del índice SCR y el del índice WSCR.

6.4.5 Site Dependent Short Circuit Ratio

En términos del sistema de potencia con múltiples MPE conectados, se define el Site Dependent Short Circuit Ratio (SDSCR) como [24]:

$$SDSCR = \frac{|V_{R,i}|^2}{(P_{R,i} + \sum_{j \in R, j \neq i} P_{R,j} w_{ij}) |Z_{RR,ii}|}$$

Donde $V_{R,i}$ es la tensión en el bus donde se pretende conectar la nueva generación, $P_{R,i}$ es la potencia de generación del nuevo MPE, $P_{R,j}$ es la potencia de generación de otros MPE conectados a la red, $Z_{RR,ii}$ es el correspondiente valor del bloque de la matriz de impedancia de los buses y, finalmente, w_{ij} se define cómo:

$$w_{i,j} = \frac{Z_{RR,ij}}{Z_{RR,ii}} \left(\frac{V_{R,i}}{V_{R,j}} \right)^*$$

Donde $Z_{RR,ij}$ y $Z_{RR,ii}$ son los respectivos valores de la matriz de impedancia de buses y $V_{R,i}$ y $V_{R,j}$ son las tensiones en los buses i y j respectivamente.

El SDSCR puede evaluar con mayor precisión la resistencia del sistema en términos de la distancia a los límites de estabilidad de tensión estático. Además, tiene en cuenta el efecto de las interacciones entre múltiples MPE en diferentes sitios sobre la fortaleza del sistema al modelar las conexiones de red eléctrica entre los MPE.

El SDSCR conserva la misma interpretación física que el SCR definido anteriormente, ya que ambos caracterizan la fortaleza del sistema en términos de la distancia a los límites de estabilidad de tensión. Por lo tanto, cuando el SDSCR en el bus i es más grande, el sistema de potencia es más fuerte en ese bus ya que la tensión está más alejada de su límite de estabilidad de tensión; cuando el SDSCR en el bus i es más pequeño, el sistema de energía es más débil ya que la tensión en el bus i está más cerca de su límite de estabilidad de tensión. Debido a que el SDSCR tiene la misma interpretación física que el SCR, los rangos de SCR para la evaluación de la fortaleza del sistema también se pueden aplicar al SDSCR [24].

Para calcular el valor de la potencia a instalar con el índice SDSCR se dejará como incógnita el valor de la potencia de generación del MPE que se quiere conectar y se dará un valor al índice SDSCR en función de la fortaleza requerida en ese punto de la red.

El principal inconveniente del cálculo de la potencia de generación a conectar a través de este índice es el elevado número de operaciones y de datos que hay que aportar, por lo que puede resultar no ser rentable debido al elevado tiempo que puede

llevar.

6.4.6 Inverter Interaction Level Short Circuit Ratio

La ecuación siguiente muestra un nuevo método para medir la fortaleza del sistema que refleja la interacción entre los diferentes MPE:

$$IILSCR_i = \frac{S_{CCi}}{P_{MPEi} + \sum_{j=1, j \neq i}^n P_{MPEi-j}}$$

Dónde S_{CCi} es la potencia de cortocircuito conectada al MPE en el bus i , P_{MPEi} es la potencia del generador renovable instalado en el bus i , P_{MPEi-j} es la potencia proveniente de un MPE cercano que pasa por el bus al que se quiere conectar MPE deseado.

El algoritmo de trazado de flujo de potencia de línea es un método útil para conocer la distribución de flujos de potencia a través de la red desde el nudo generador específico hasta el consumo final. Por lo tanto, es factible descomponer los efectos de cada generador en los demás [29].

La fig 17 siguiente describe un mecanismo de interacción entre recursos basados en inversores en los sistemas de potencia.

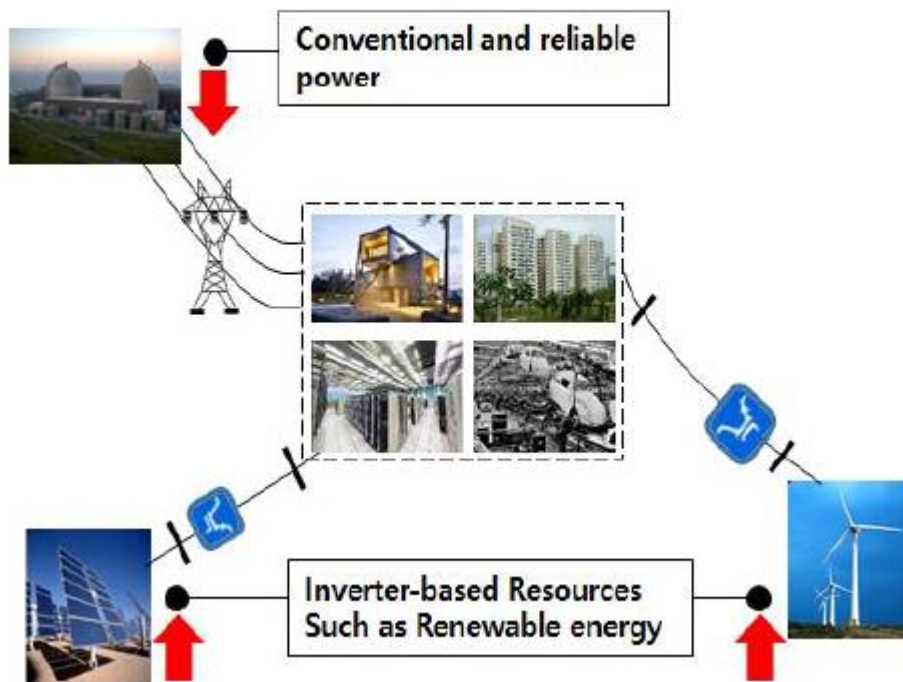


Figura 17. Interacción entre recursos basados en inversores

El flujo de energía activa del bus i se compone de la suma de MW generados a partir de fuentes de energía renovables en el bus i y MW entregados desde otras fuentes de energía renovables cerca del bus i .

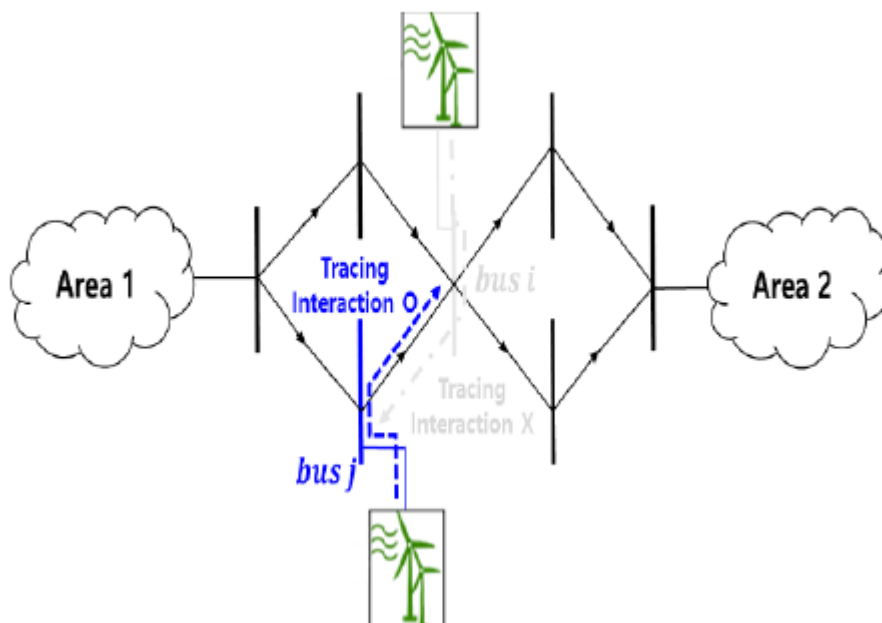


Figura 18. Flujo de energía

Los valores de este índice para considerar el punto de conexión fuerte o débil serán los mismos usados para el SCR, es decir, mayores de 3 serán considerados fuertes, entre 3 y 2 débiles y menores de 2 muy débiles [29].

La principal desventaja que presenta este índice es la dificultad para saber el flujo de potencia activa proveniente de cada generador renovable conectado a la red.

6.4.7 Comparación de índices

A continuación, se hará una comparación entre los diferentes índices basados en la potencia de cortocircuito explicados anteriormente [25], teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Sencillez de cálculo mediante software de simulación
- Sencillez de cálculo para determinar la capacidad máxima de conexión en un nudo de la red
- Consideración de MPE cercanos
- Fiabilidad para caracterizar la fortaleza real de la red en ese punto

Índice	Sencillez de cálculo mediante software de simulación	Sencillez de cálculo para determinar la capacidad máxima de un nudo	Consideración de MPE cercanos	Fiabilidad para caracterizar la fortaleza real de la red
SCR	++	++	X	+
ESCR	X	X	++	++
CSCR	+	+	+	X
WSCR	+	+	++	+
SDSCR	X	X	++	++
IILSCR	X	X	++	++

Tabla 2. Comparación de índices basados en la potencia de cortocircuito

El índice SCR presenta una gran sencillez de cálculo tanto para determinar la capacidad máxima de un nudo como para su cálculo a través de un programa de cortocircuito y es el índice más empleado. Sin embargo, ni tiene en cuenta las interacciones con otros MPE cercanos, lo cual puede afectar a la fortaleza de la red, lo que lleva a que sólo proporcione un grado fiable de la fortaleza en caso de que no haya otros MPE cercanos.

El índice ESCR tiene una precisión para determinar la fortaleza de la red bastante alta, ya que considera la interacción con otros MPE conectados de forma precisa gracias a su uso del MIIF. El problema que presenta es que con su formulación es difícil de calcular la capacidad máxima de conexión y lo mismo pasa con cálculo a través de un programa software de simulación.

El índice CSCR sí que considera de alguna manera los MPE cercanos y tanto su cálculo para obtener la capacidad máxima de conexión como su implementación mediante un programa software de simulación es relativamente sencillo.

Los índices SDSCR y IILSCR, según [24] y [29], presentan una gran fiabilidad para obtener la fortaleza real de la red, teniendo también en cuenta la interacción real con otros MPE cercanos. Sin embargo, tanto el cálculo de la capacidad máxima a conectar como la obtención a través de programas software de simulación se presenta bastante complicado y tedioso, por lo que no cumplen con el principio fundamental de simplicidad y aplicabilidad que se busca.

Por último, el índice WSCR presenta una sencillez de cálculo considerable tanto en el caso de obtención de la capacidad máxima como de su obtención por medio de

simulación Software. También considera otros MPE cercanos que puedan afectar a la fortaleza de la red, pero esto lo hace considerando una interacción máxima, por lo que su fiabilidad para la obtención de la fortaleza real no es del todo óptima.

7 Evaluación de la capacidad disponible para la conexión de generación renovable

La limitación del impacto en la red de la generación renovable se ha basado de forma tradicional en la limitación de la cantidad de generación que podía conectarse. No obstante, este criterio puede resultar demasiado restrictivo de manera que la necesidad de integrar una mayor cantidad de generación renovable para el cumplimiento de los requisitos medioambientales y de asegurar que el desarrollo de esta generación se realiza de manera que se limita el impacto que puede tener sobre la red obliga a revisar el criterio tradicional basado en la potencia de cortocircuito.

7.1 Grupo de trabajo revisión criterio Scc

Como se dijo anteriormente, el 17 de diciembre de 2018, REE crea el GT_Scc para revisar el actual criterio por el cual se limita la capacidad de generación de los MPE a 1/20 de la potencia de cortocircuito del punto de conexión.

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) [30].

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 [25]:

- 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;
- Desde la perspectiva del impacto que tiene la potencia de cortocircuito en las condiciones de funcionamiento de la electrónica de potencia debería aplicar a MPE (generadores que están conectados de forma no síncrona a la red o que están conectados mediante electrónica de potencia) independientemente de su grado de gestionabilidad;
- Es un criterio nodal y no zonal, por lo que no tiene en cuenta la influencia de

los Módulos de Parque Eléctrico (MPE) conectados en nudos eléctricamente próximos;

- No está claramente definido ya que no estipula que potencia de cortocircuito (máxima, mínima, media, etc.) debe emplearse para el cálculo.

Debido a lo anterior, el grupo de trabajo tiene como propósito explorar nuevos criterios ligados a la potencia de cortocircuito, que permitan aumentar la capacidad de conexión disponible en el sistema eléctrico, garantizando el correcto funcionamiento de los MPE existentes y futuros y del resto del sistema eléctrico, con objeto de poder evaluar las nuevas solicitudes de acceso a la red, manteniendo las condiciones de seguridad, transparencia y no discriminación. Por lo tanto, el actual criterio debe revisarse bajo las premisas de que, preservando el carácter de criterio seguro y con aplicabilidad sistemática y trazable [31]:

- Habilite nueva capacidad de acceso para viabilizar la transición energética aprovechando la mejora de las características de los nuevos MPE,
- Asegure el correcto funcionamiento de los MPE ya conectados- conforme a sus capacidades técnicas- y de los futuros- conforme a las capacidades técnicas derivadas de los nuevos diseños que se implementen- garantizando el correcto funcionamiento del conjunto del sistema,
- Preservar el carácter de criterio seguro y con aplicabilidad sistemática y trazable,
- Maximizar el acceso a la red, optimizando el uso de las redes existentes tanto en transporte como en distribución, manteniendo la seguridad de suministro,
- Sea un criterio zonal que tenga en cuenta las posibles interacciones entre MPE cercanos,

En el caso de que el nuevo criterio propuesto proporcionara valores inferiores de capacidad de acceso a las capacidades ya otorgadas, los permisos de acceso y conexión vigentes no se verán afectados por dichos valores inferiores, es decir, que el nuevo criterio solo afectará a la generación futura que no haya obtenido un permiso todavía. Cabe recalcar que este criterio solo sería de aplicabilidad en el sistema peninsular. Los sistemas eléctricos no peninsulares debido a sus singularidades, derivadas entre otros factores por su tamaño y características propias, tendrán la posibilidad de establecer mecanismos alternativos para determinar la capacidad de acceso como la elaboración de estudios exhaustivos de detalle a nivel global o zonal

del sistema para asegurar que el contingente de MPE pueda funcionar correctamente sin impacto para el sistema [32].

Se propone para evaluar la capacidad máxima de conexión alguno de los índices relacionados con la potencia de cortocircuito expuestos en el apartado anterior (SCR, ESCR, CSCR y WSCR) además de otros índices no basados en la potencia de cortocircuito, los cuales se descartan ya que son menos idóneos.

Finalmente, el grupo de trabajo propone un nuevo método basado en el MIIF y el WSCR, el cual mantiene los criterios de aplicabilidad sistemática y trazable.

7.2 Revisión de la metodología para la evaluación de la capacidad disponible

El método propuesto para la estimación de la capacidad máxima de acceso en un determinado punto de la red se define en los 4 pasos siguientes [3]:

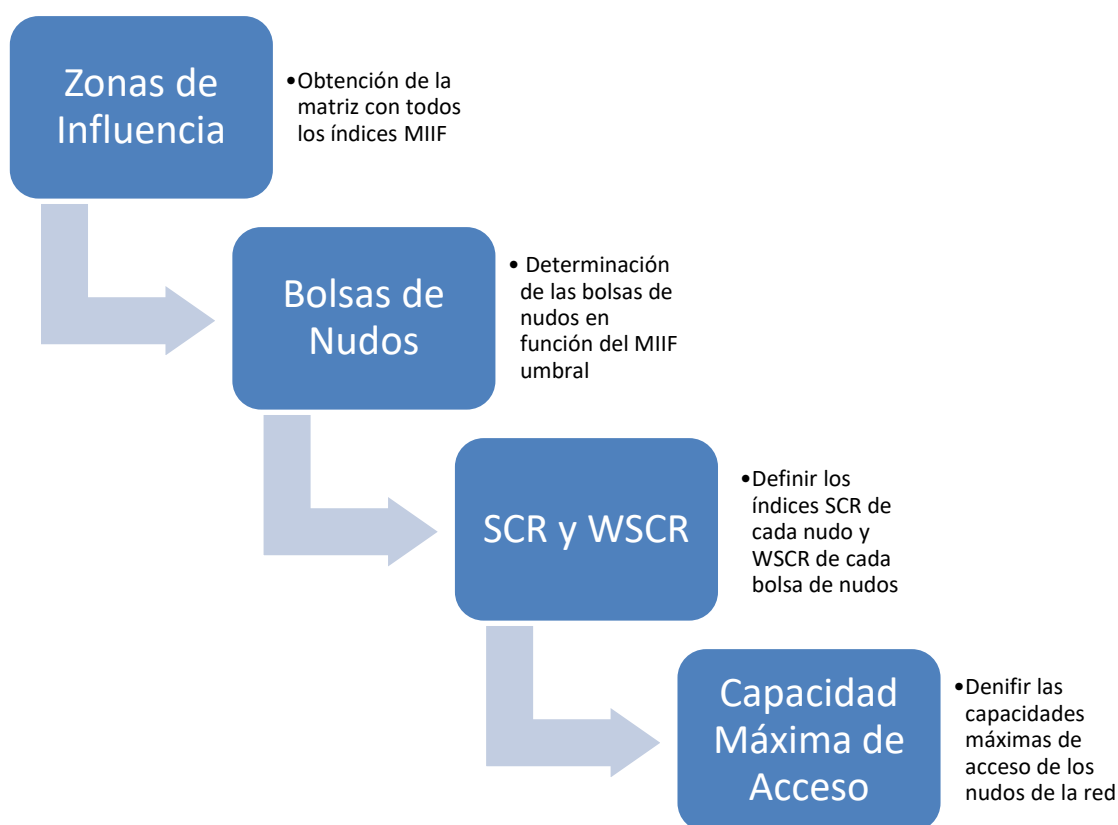


Figura 19. Cálculo de la capacidad máxima de acceso

1. Definir zonas de influencia

Se definen los nudos colindantes y eléctricamente próximos sobre los que un nudo ejerce una cierta influencia. Se realiza mediante el cálculo del parámetro MIIF “Multi Infeed Interaction Factor”, incluido en el índice ESCR:

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$$

El parámetro MIIF representa la variación de tensión en p.u que se produce en el nudo j cuando en el nudo i hay una variación de tensión del 1% [33]. Si el $MIIF_{i,j}$ es mayor que un valor umbral dado, el nudo j pertenece a la zona de influencia del nudo i. El $MIIF_{i,j}$ no tiene por qué ser igual a $MIIF_{j,i}$, ya que la influencia del nudo i sobre el j puede ser diferente a la del nudo j sobre el i.

Primero, se calcula el MIIF de cada nudo con respecto al resto de nudos, obteniéndose una matriz de tamaño NxN, de diagonal unidad (la influencia de un nudo sobre sí mismo es máxima) y asimétrica.

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

Figura 20. Matriz MIIF

La aplicación de la metodología requiere definir un valor umbral del MIIF (MIIF umbral) que determine el límite para considerar la pertenencia de un nudo en la zona de influencia de otro. Si el factor $MIIF_{i,j}$ es igual o superior al MIIF umbral indicará una fuerte influencia del nudo i sobre el nudo j y, por lo tanto, el nudo j pertenece a la zona de influencia del nudo i y, por otro lado, si el factor $MIIF_{i,j}$ es inferior al MIIF umbral indicará una influencia reducida del nudo i sobre el nudo j y, por lo tanto, el nudo j no pertenece a la zona de influencia del nudo i. En función de la cantidad de nudos cuyo MIIF supere el MIIF umbral, la zona de influencia del nudo puede estar compuesta por un único nudo (el nudo sólo tendría impacto significativo en sí mismo) o por varios nudos. De este modo, valores de MIIF umbral elevados favorecen que haya mayor número de nudos independientes y reducen el tamaño de las zonas de influencia.

REE establece un MIIF umbral igual a 0,95. Este valor escogido se considera un valor muy elevado, ya que, como se dijo anteriormente, a partir de un valor de MIIF mayor de 0,15 ya pueden aparecer fenómenos de interacción entre los nudos [27]. Por

lo tanto, un nudo solo considerará los nudos cercanos eléctricamente con una interacción muy elevada, casi completa. Esto tiene de inconveniente en que habrá muchos casos en los que no se tendrá en cuenta nudos cercanos para calcular la capacidad máxima de conexión por no llegar al valor del MIIF umbral, por lo que puede darse casos en los que esa capacidad máxima sea demasiado elevada y puedan aparecer problemas de inestabilidad en la red.

2. Determinación de las bolsas de nudos:

Una vez obtenida la matriz MIIF de todos los nudos se establecen las bolsas de nudos de cada nudo por separado. Se define bolsa de nudos como aquella zona de influencia que está compuesta por más de un nudo, es decir, que ese nudo tiene algún valor de MIIF con respecto a otro nudo mayor que el MIIF umbral, que no pertenece enteramente a otra zona de influencia y que puede contener completamente zonas de influencia de menor tamaño.

La fig 21 muestra un ejemplo de aplicación de este concepto:

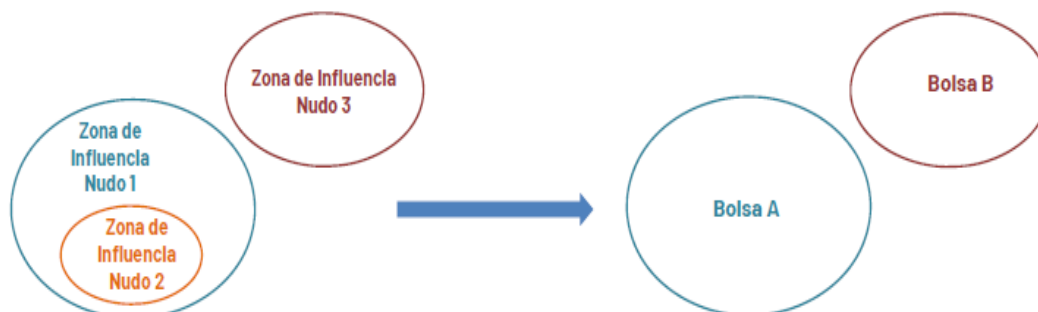


Figura 21. Bolsas de nudos

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

3. Establecer el índice SCR de cada nudo y el WSCR de cada bolsa de nudos:

En este paso primero hay que asignar un índice SCR a cada nudo. Para ello, se tomará un índice SCR igual a 6 para los nudos donde no haya MPE existentes o con permiso de instalación y un SCR igual a 20 para nudos con MPE existentes o con permiso de instalación. Se propone establecer un WSCR para cada bolsa de nudos ($WSCR_{BOLSA}$), haciendo que este sea igual al máximo valor SCR individual de los nudos que componen la bolsa. De este modo podrá tomar exclusivamente dos valores (6 ó 20), siendo 20 si alguno de los nudos de la bolsa posee un SCR=20, o, por el contrario, siendo 6 si todos los nudos disponen de un SCR=6, tal como se muestra en la fig 22 para un sistema eléctrico de 3 nudos:

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 22. Determinación de WSCR Bolsa

4. Determinación de la capacidad máxima de acceso:

Una vez obtenidas todas las bolsas de nudos y definidos todos los $WSCR_{BOLSA}$ de cada bolsa de nudos se procede al cálculo de la máxima capacidad disponible en cada nudo, teniendo en cuenta la formulación del índice WSCR.

El criterio WSCR es sencillo de aplicar cuando se evalúa el efecto de un MPE sobre el sistema eléctrico, no obstante, no es de aplicación directa cuando se pretende determinar la capacidad máxima del MPE que puede conectarse en un nudo (P_{MPE} Teórica del nudo), es decir, cuando se pretende despejar el término $P_{MPE i}$ de la ecuación del WSCR. La dificultad radica en que el número de soluciones posibles es infinito por lo que se requiere una hipótesis adicional para encontrar una solución única en cada nudo del sistema. La hipótesis adoptada es que la potencia asignada a un nudo perteneciente a una bolsa es proporcional a su potencia de cortocircuito. Esta hipótesis se ve reflejada en las siguientes ecuaciones:

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

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

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

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

Finalmente, se llega a que la capacidad máxima teórica admisible de MPE en un nudo del sistema eléctrico ($P_{MPE\ Teórica\ i}$) es tal y como se formula en 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 S_{CCj} la potencia de cortocircuito de los otros nudos de la bolsa, S_{CCi} la potencia de cortocircuito del nudo en el que se pretende conectar el nuevo MPE y $WSCR_{BOLSA}$ el valor del WSCR de la bolsa de nudos donde se pretende conectar el MPE.

Teniendo en cuenta que las capacidades de acceso otorgadas no deben reducirse con objeto de preservar el carácter estable del criterio, la capacidad máxima de acceso para un nudo ($P_{MPE\ i}$) será el máximo entre el valor teórico calculado mediante la teoría anterior ($P_{MPE\ Teórico\ i}$) y el valor otorgado ($P_{MPE\ Otorgada}$) de tal manera que:

- Si $P_{MPE\ Teórica\ i} < P_{MPE\ Otorgada}$; la capacidad asignada al nudo es

$$P_{MPE\ i} = P_{MPE\ Otorgada}.$$

- Si $P_{MPE\ Teórica\ i} > P_{MPE\ Otorgada}$; la capacidad asignada al nudo es

$$P_{MPE\ i} = P_{MPE\ Teórica\ i}.$$

Así pues, teniendo en cuenta el nuevo criterio, REE estima que la capacidad máxima de acceso ligada a criterios de potencia de cortocircuito de MPE para el total de los nudos de la red de transporte del sistema eléctrico peninsular se estima en unos 340 GVA, no obstante, esta capacidad no es 100% aprovechable ya que no todos los nudos de la red de transporte no son “interesantes” para conectar MPE, bien sea por disponibilidad de recurso energético primario, por condicionantes físico-técnicos o ambientales para la ubicación de las instalaciones.

Restringiendo el análisis a los nudos sobre los que a fecha de inicio del estudio su capacidad de acceso estaba disponible y teniendo en cuenta la metodología propuesta, resultaría una capacidad de acceso ligado a potencia de cortocircuito de

134 GVA, frente a los 115 GVA resultantes del criterio actual. El incremento esperado de capacidad es, por tanto, de 19 GVA (16%) [3].

En las conclusiones del grupo de trabajo [32], REE establece una metodología concreta. Sin embargo, no consigue obtener unanimidad con todos los entes involucrados, sobre todo en lo que se refiere a los valores del MIIF umbral y del WSCR, por lo que establece que ' Se considera recomendable que el grupo de trabajo, u otros más operativo según los criterios que luego se exponen, siga profundizando en aspectos de detalle y de desarrollo de los criterio generales antes expuestos, en la determinación de los umbrales de admisibilidad del índice WSCR, así como la definición de percentil Px y de los valores de MIIF umbral'.

El Px se refiere al valor de la potencia de cortocircuito usada para los cálculos de la capacidad máxima de conexión en función de los valores que ha tenido a lo largo del tiempo, sin embargo, debido a la imposibilidad de obtener esos valores en el presente trabajo, no se tendrá en cuenta un Px concreto de la potencia de cortocircuito.

En cuanto al valor umbral del MIIF, REE establece un valor umbral de 0,95, siendo el mayor valor posible igual 1 (sería el caso de MPE conectados a un mismo nudo), por lo que solo tendrá en cuenta para la formación de bolsas a aquellos nudos con una interacción casi completa, despreciando todos los valores de MIIF menores. Sin embargo, a partir de valores del MIIF de 0,15 [27], dos nudos ya pueden presentar algún tipo de interacción entre ellos, por lo que resulta lógico que en el presente trabajo se prueben diferentes valores del MIIF umbral para el cálculo de las diferentes bolsas de nudos.

El otro aspecto que se estudia en el presente trabajo es el valor del WSCR que se tiene en cuenta para el estudio de la capacidad máxima. REE como operador del sistema establece un valor del WSCR igual a 20 para los nudos que estén en una bolsa donde haya un MPE instalado o con permiso de instalación, y un valor del WSCR igual a 6 en caso contrario. Estos valores del WSCR son bastante conservadores, ya que otros artículos y trabajos establecen unos valores del WSCR más bajos [23] [24] [28] [29], debido a que se busca asegurar que la nueva conexión de generación renovable no afecte de forma negativa al resto de la red ni a la calidad de suministro.

Debido a lo anterior, queda justificado el presente estudio a través de la herramienta software PSS/E.

8 Caso base IEEE 39 Bus System

Como caso base para realizar los estudios de red se ha utilizado el IEEE 39 bus system, también conocido como 10-machine New-Englan Power System, debido a que es el sistema reducido del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra. El documento original con los datos del IEEE 39 bus system se encuentra en [34]. Los parámetros para la creación de este modelo se han cogido de [7], aunque se han realizado algunos cambios para adaptar el caso a las necesidades particulares del estudio.

A continuación, se presenta la fig 23 con el diagrama unifilar del sistema:

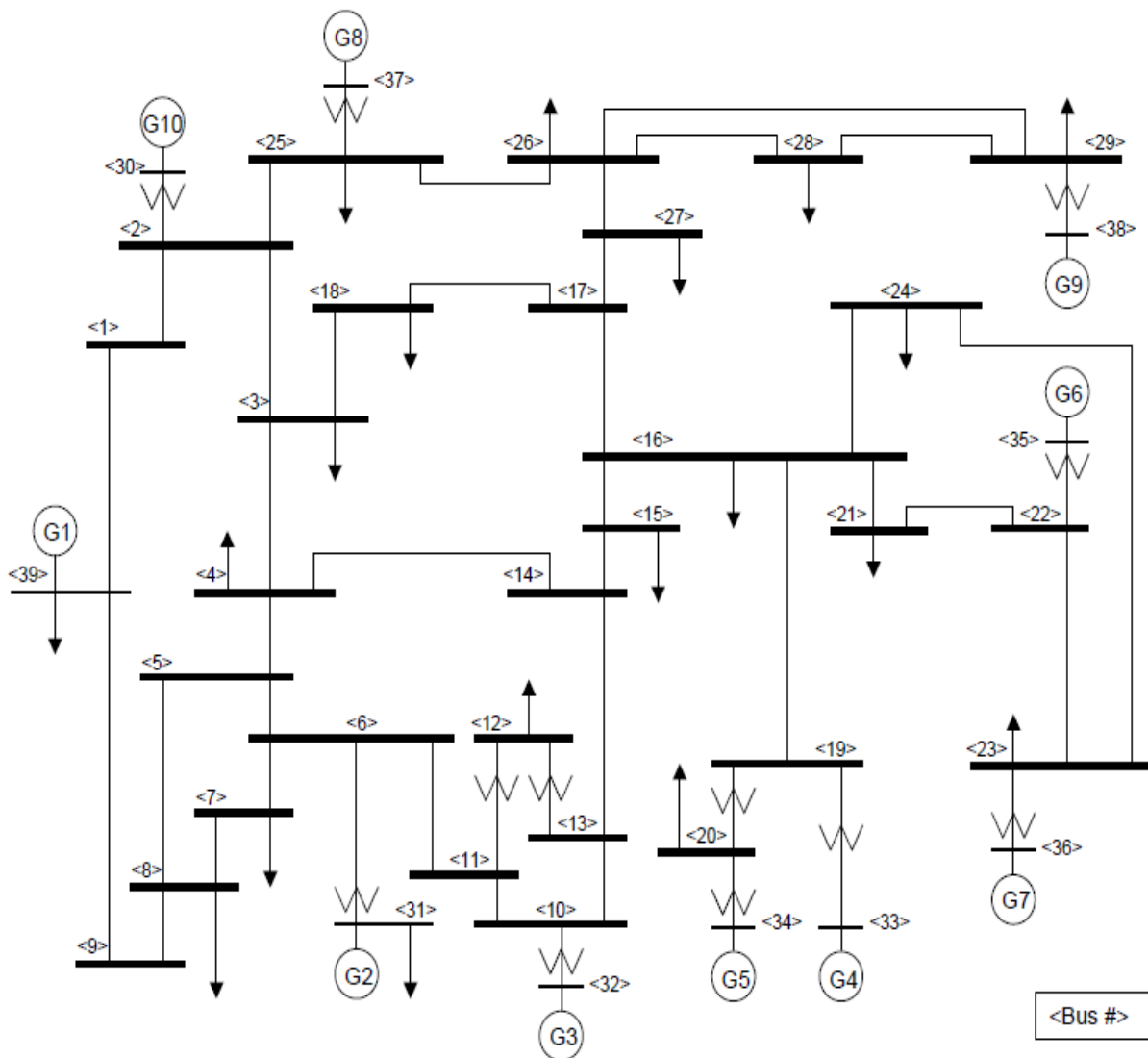


Figura 23. Diagrama unifilar 39 bus system

Este sistema está compuesto por 10 generadores convencionales síncronos, 39 buses, 46 líneas, de las cuales 19 llevan una carga asociada y 12 transformadores de dos devanados.

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 barra slack (oscilante) SL), la carga, en MW y MVAR, y la generación, en MW, conectada a cada bus.

Datos barras					
Barra	Tipo	Tensión(kV)	Carga		Generación
			MW	MVAr	MW
1	PQ	345	-	-	-
2	PQ	345	-	-	-
3	PQ	345	322	2,4	-
4	PQ	345	500	184	-
5	PQ	345	-	-	-
6	PQ	345	-	-	-
7	PQ	345	233,8	84	-
8	PQ	345	522	176	-
9	PQ	345	-	-	-
10	PQ	345	-	-	-
11	PQ	345	-	-	-
12	PQ	345	7,5	88	-
13	PQ	345	-	-	-
14	PQ	345	-	-	-
15	PQ	345	320	153	-
16	PQ	345	329,4	32,3	-
17	PQ	345	-	-	-
18	PQ	345	158	30	-
19	PQ	345	-	-	-
20	PQ	69	628	103	-
21	PQ	345	274	115	-
22	PQ	345	-	-	-
23	PQ	345	247,5	84,6	-
24	PQ	345	308,6	-92,2	-
25	PQ	345	224	47,2	-
26	PQ	345	139	17	-
27	PQ	345	281	75,5	-
28	PQ	345	206	27,6	-
29	PQ	345	283,5	26,9	-
30	PV	13,8	9,2	4,6	250
31	SL	13,8	-	-	-
32	PV	13,8	-	-	650
33	PV	13,8	-	-	632
34	PV	13,8	-	-	508
35	PV	13,8	-	-	650
36	PV	13,8	-	-	560
37	PV	13,8	-	-	540
38	PV	13,8	-	-	830
39	PV	345	1104	250	1000

Tabla 3. Datos barras

La tabla 4 muestra los datos de las líneas. En ella se incluyen los buses que une, el valor de la R, la X y la B, todas ellas en p.u, y de la S nominal en MVA.

Datos de las líneas en p.u en base de 100 MVA					
Barra i	Barra j	R	X	B	S Nominal MVA
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	1000
1	39	0,001	0,025	0,75	1000
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	1200
2	25	0,007	0,0086	0,146	1000
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	1000
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	1000
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	1000
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	1000
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	1000
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	1000
6	7	0,0006	0,0092	0,113	1000
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	1000
7	8	0,0004	0,0046	0,078	1000
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	1000
9	39	0,001	0,025	1,2	1000
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	1000
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	1000
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	1000
14	15	0,0018	0,0217	0,366	1000
15	16	0,0009	0,0094	0,171	1200
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	1200
16	19	0,0016	0,0195	0,304	1200
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	1000
16	24	0,0003	0,0059	0,068	1000
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	1000
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	1000
21	22	0,0008	0,014	0,2565	1200
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	1000
23	24	0,0022	0,035	0,361	1000
25	26	0,0032	0,0323	0,513	1000
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	1000
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	1000
26	29	0,0057	0,0625	1,029	1000
28	29	0,0014	0,0151	0,249	1000

Tabla 4. Datos de las líneas

La tabla 5 muestra los datos de los transformadores. Se muestran las barras a las que van conectados, la R y la X, ambas en p.u, la relación de transformación y la S nominal en MVA.

Datos de los transformadores en pu en base de 100 MVA					
Barra i	Barra j	R	X	Relación de transformación	S Nominal MVA
2	30	0	0,0181	1,025	1000
6	31	0	0,025	1,0857	1200
10	32	0	0,02	1,07	1200
11	12	0,0016	0,0435	1,006	1000
12	13	0,0016	0,0435	1,006	1000
19	20	0,0007	0,0138	1,06	1000
19	33	0,0007	0,0142	1,07	1000
20	34	0,0009	0,018	1,009	1000
22	35	0	0,0143	1,025	1200
23	36	0,0005	0,0272	1	1000
25	37	0,0006	0,0232	1,025	1000
29	38	0,0008	0,0156	1,025	1200

Tabla 5. Datos transformadores

La siguiente tabla muestra los datos de los generadores. Se muestran las barras a las que van conectados, el número de identificación, la S nominal en MVA, la P Gen en MW, la Q Max y la Q Min en MVar y finalmente la tensión en p.u.

Datos de los generadores						
Barra	Unidad	S Nominal MVA	P Gen MW	Q Max MVar	Q Min MVar	Tensión p.u
30	10	1290	250	200	-500	1,0475
31	2	574	-	350	-500	0,982
32	3	753	650	250	-500	0,9831
33	4	917	632	150	-500	0,9972
34	5	600	508	200	-300	1,0123
35	6	800	650	250	-500	1,0493
36	7	816	560	150	-500	1,0635
37	8	702	540	50	-500	1,0278
38	9	850	830	50	-500	1,0265
39	1	2000	1000	200	-1000	1,03

Tabla 6. Datos Generadores

La fig 24 muestra los flujos del sistema:

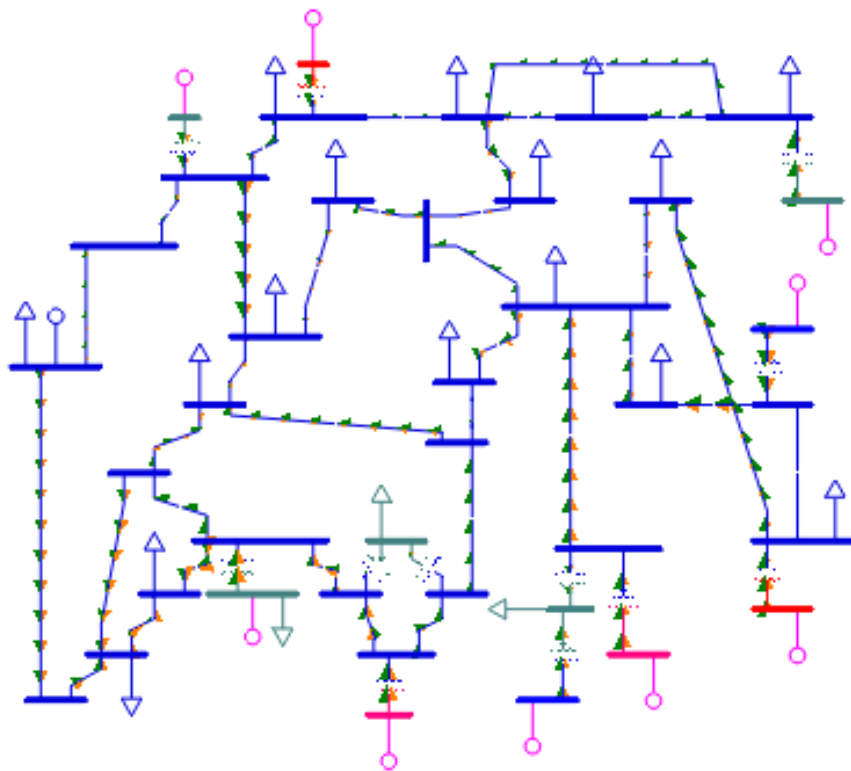


Figura 24. Flujo de carga

9 Aplicación de la nueva metodología para la evaluación de la capacidad para generación renovable

En este apartado se presenta la metodología seguida para realizar el estudio que lleve a la obtención de la capacidad máxima de conexión de un nuevo MPE, evaluando la influencia del valor de los parámetros WSCR y MIIF. Como se ha comentado anteriormente, el estudio se realizará con el programa software de simulación PSS/E de Siemens.

9.1 Obtención de los índices MIIF

A continuación, se procederá a obtener los índices MIIF de todos los buses del sistema. Para ello se busca un método para producir, por separado, una variación en la tensión de cada bus del 1% y se comprobará la variación de la tensión que se produce en cada bus.

Para inducir ese cambio de un 1% en la tensión de cada bus se opta por conectar de forma individual una reactancia, cuyo valor será diferente en cada bus. Por lo tanto, lo primero que se hace es obtener el valor de cada reactancia que hace que se produzca ese cambio de un 1% en la tensión.

Para obtener el valor de la potencia reactiva asociada a cada reactancia se sigue la teoría presentada en el apartado 5.3.1 de [38].

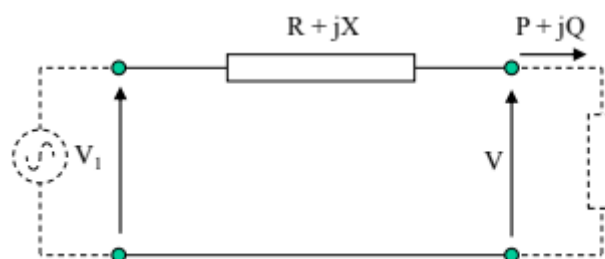


Figura 25. Circuito equivalente

Se ha demostrado que para un circuito como el mostrado en la figura anterior:

$$\Delta V = V_1 - V = \frac{RP + QX}{V}$$

Despejando Q y derivando se obtiene:

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = \frac{V_1 - 2V}{X}$$

Dónde si la X es pequeña, $\frac{\partial Q}{\partial V}$ es muy grande y los cambios en el flujo de reactiva influyen poco en la tensión. Por el contrario, si la X es grande, $\frac{\partial Q}{\partial V}$ es pequeño y los cambios en el flujo de reactiva influyen mucho en la tensión.

Si se aplica un cortocircuito simétrico trifásico:

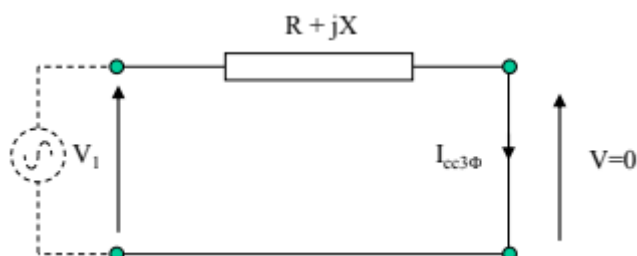


Figura 26. Cortocircuito

La corriente que fluye en las líneas, considerando $X \gg R$, podría aproximarse a:

$$I_{cc3\phi} = \frac{V_1}{X}$$

Con el sistema en vacío:

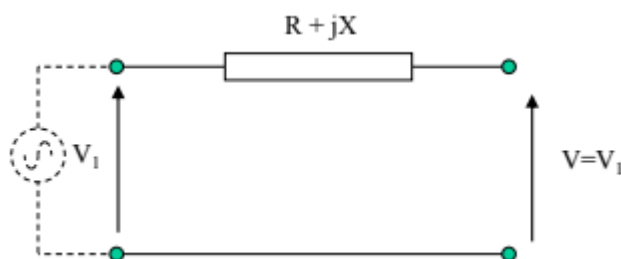


Figura 27. Vacío

Donde $V=V_1$, y se llegaría por lo tanto a:

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = -\frac{V_1}{X} = -I_{cc3\phi}$$

Por lo que a partir de esta fórmula se procedería a realizar el cálculo de la inyección de potencia reactiva que se tendría que conectar a cada nudo para producir en ellos una caída de tensión del 1% teniendo en cuenta el valor de la intensidad de cortocircuito trifásico.

En la siguiente tabla se muestra el valor de cada reactancia que se conecta a cada bus de forma individual, la tensión inicial y la tensión final en el bus, ambas en p.u, y, finalmente, la variación de tensión conseguida en cada bus, también en p.u.

Bus	Tensión inicial	MVar	Tensión final	Variación de tensión
1	1,047614	-62,613	1,036653	0,01046
2	1,049396	-98,772	1,041357	0,00766
3	1,031745	-79,555	1,022259	0,00919
4	1,007161	-71,683	0,9981208	0,00898
5	1,00998	-72,789	1,0017	0,00820
6	1,012661	-74,978	1,004746	0,00782
7	1,00166	-59,270	0,992831	0,00881
8	1,000484	-61,726	0,991527	0,00895
9	1,030067	-59,322	1,019501	0,01026
10	1,02027	-70,008	1,012762	0,00736
11	1,016441	-67,909	1,00854	0,00777
12	1,003649	-28,756	0,994143	0,00947
13	1,017378	-65,730	1,009252	0,00799
14	1,014588	-69,066	1,005736	0,00872
15	1,016981	-67,131	1,007494	0,00933
16	1,032796	-95,478	1,024036	0,00848
17	1,034654	-80,417	1,025073	0,00926
18	1,032214	-68,939	1,022387	0,00952
19	1,050237	-70,467	1,044037	0,00590
20	0,991382	-45,614	0,98667	0,00475
21	1,03248	-65,387	1,02364	0,00856
22	1,05018	-75,102	1,042232	0,00757
23	1,045187	-69,522	1,037655	0,00721
24	1,038243	-71,018	1,028984	0,00892
25	1,058068	-79,715	1,050073	0,00756
26	1,052696	-56,200	1,043065	0,00915
27	1,038589	-53,969	1,02848	0,00973
28	1,050444	-34,750	1,042275	0,00778
29	1,050163	-42,827	1,037587	0,01198
30	1,0475	-103,623	1,032315	0,01450
31	0,982	-52,110		1,00000
32	0,9831	-61,956	0,982906	0,00020
33	0,9972	-73,077	0,98864	0,00858
34	1,0123	-37,737	1,011024	0,00126
35	1,0493	-72,655	1,037704	0,01105
36	1,0635	-68,979	1,052551	0,01030
37	1,0278	-63,007	1,022352	0,00530
38	1,0265	-51,952	1,004525	0,02141
39	1,03	-198,540	0,9893	0,03951

Tabla 7. Variación de tensión y reactancia a conectar en cada nudo

Como puede observarse en muchos buses la caída de tensión no llega al 1% o sobrepasa este valor. Por lo tanto, se procede a ajustar los valores de reactiva inyectados para que la caída de tensión se aproxime a ese 1%.

Bus	Tensión inicial	MVAr	Tensión final	Variación de tensión
1	1,047614	-62,613	1,036653	0,01046
2	1,049396	-130,000	1,0386	0,01029
3	1,031745	-89,550	1,021079	0,01034
4	1,007161	-82,680	0,996747	0,01034
5	1,00998	-90,780	0,999671	0,01021
6	1,012661	-98,970	1,002236	0,01029
7	1,00166	-69,270	0,991356	0,01029
8	1,000484	-71,720	0,99009	0,01039
9	1,030067	-59,322	1,019501	0,01026
10	1,02027	-98,000	1,009788	0,01027
11	1,016441	-87,900	1,006234	0,01004
12	1,003649	-30,750	0,993488	0,01012
13	1,017378	-82,730	1,00717	0,01003
14	1,014588	-80,060	1,004339	0,01010
15	1,016981	-72,130	1,006795	0,01002
16	1,032796	-115,470	1,022219	0,01024
17	1,034654	-89,410	1,024012	0,01029
18	1,032214	-72,930	1,021822	0,01007
19	1,050237	-96,460	1,039686	0,01005
20	0,991382	-77,610	0,981328	0,01014
21	1,03248	-78,380	1,0219	0,01025
22	1,05018	-90,100	1,039288	0,01037
23	1,045187	-96,520	1,034485	0,01024
24	1,038243	-82,020	1,027564	0,01029
25	1,058068	-107,710	1,047291	0,01019
26	1,052696	-62,190	1,042046	0,01012
27	1,038589	-55,960	1,028109	0,01009
28	1,050444	-39,740	1,039796	0,01014
29	1,050163	-40,320	1,039495	0,01016
30	1,0475	-88,620	1,03672	0,01029
31	0,982			
32	0,9831	-90,950	0,973069	0,01020
33	0,9972	-79,700	0,98696	0,01027
34	1,0123	-60,500	1,00205	0,01013
35	1,0493	-70,000	1,038549	0,01025
36	1,0635	-68,979	1,052551	0,01030
37	1,0278	-76,000	1,017352	0,01017
38	1,0265	-38,950	1,015966	0,01026
39	1,03	-138,000	1,019571	0,01013

Tabla 8. Variación de tensión y reactancia a conectar en cada nudo

Una vez obtenidos los valores de las reactancias a conectar en cada bus que hacen que se produzca ese cambio del 1% en la tensión, se procede a obtener el valor del cambio de tensión en p.u en cada uno de los buses. A continuación, se presentan las tablas con los valores de los cambios de tensión en p.u en cada uno de los buses.

En las columnas se recoge el número del bus en el que se ha conectado la reactancia y en las filas el número del bus que indica en el bus donde se ha producido ese cambio de tensión.

Bus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,01046	0,00397	0,00161	0,00074	0,00052	0,00051	0,00035	0,00036	0,00012	0,00046
2	0,00185	0,01029	0,00415	0,00191	0,00132	0,00131	0,00090	0,00092	0,00032	0,00119
3	0,00115	0,00642	0,01034	0,00467	0,00322	0,00318	0,00218	0,00222	0,00078	0,00287
4	0,00060	0,00336	0,00532	0,01034	0,00697	0,00684	0,00469	0,00480	0,00169	0,00590
5	0,00038	0,00210	0,00331	0,00630	0,01021	0,00966	0,00672	0,00693	0,00243	0,00632
6	0,00034	0,00189	0,00298	0,00563	0,00880	0,01029	0,00662	0,00655	0,00230	0,00647
7	0,00034	0,00189	0,00299	0,00567	0,00898	0,00972	0,01029	0,00916	0,00322	0,00620
8	0,00034	0,00188	0,00296	0,00563	0,00898	0,00933	0,00888	0,01039	0,00365	0,00599
9	0,00014	0,00075	0,00119	0,00225	0,00360	0,00374	0,00356	0,00416	0,01026	0,00240
10	0,00031	0,00170	0,00265	0,00479	0,00568	0,00639	0,00417	0,00416	0,00146	0,01027
11	0,00032	0,00178	0,00278	0,00511	0,00674	0,00770	0,00499	0,00497	0,00175	0,00902
12	0,00035	0,00194	0,00302	0,00547	0,00648	0,00728	0,00475	0,00474	0,00166	0,00953
13	0,00035	0,00195	0,00303	0,00540	0,00573	0,00631	0,00414	0,00415	0,00146	0,00932
14	0,00046	0,00254	0,00394	0,00682	0,00564	0,00588	0,00394	0,00399	0,00140	0,00700
15	0,00044	0,00244	0,00354	0,00397	0,00318	0,00328	0,00221	0,00224	0,00079	0,00376
16	0,00042	0,00232	0,00325	0,00263	0,00202	0,00207	0,00140	0,00142	0,00050	0,00226
17	0,00065	0,00364	0,00499	0,00299	0,00220	0,00222	0,00151	0,00153	0,00054	0,00225
18	0,00085	0,00471	0,00705	0,00365	0,00260	0,00260	0,00177	0,00180	0,00063	0,00250
19	0,00015	0,00084	0,00118	0,00095	0,00073	0,00075	0,00051	0,00051	0,00018	0,00082
20	0,00009	0,00049	0,00068	0,00055	0,00042	0,00043	0,00029	0,00030	0,00010	0,00047
21	0,00029	0,00163	0,00229	0,00185	0,00143	0,00146	0,00098	0,00100	0,00035	0,00159
22	0,00015	0,00086	0,00120	0,00097	0,00075	0,00077	0,00052	0,00053	0,00018	0,00084
23	0,00016	0,00089	0,00125	0,00101	0,00078	0,00080	0,00054	0,00055	0,00019	0,00087
24	0,00038	0,00210	0,00295	0,00238	0,00184	0,00188	0,00127	0,00129	0,00045	0,00205
25	0,00123	0,00685	0,00301	0,00143	0,00100	0,00099	0,00068	0,00069	0,00024	0,00092
26	0,00073	0,00404	0,00308	0,00170	0,00123	0,00123	0,00084	0,00085	0,00030	0,00122
27	0,00070	0,00391	0,00401	0,00232	0,00170	0,00171	0,00116	0,00118	0,00042	0,00171
28	0,00038	0,00209	0,00160	0,00088	0,00064	0,00064	0,00044	0,00044	0,00016	0,00063
29	0,00026	0,00144	0,00110	0,00061	0,00044	0,00044	0,00030	0,00030	0,00011	0,00043
30	0,00000	0,00055	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
31	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
32	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
33	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
34	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
35	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
36	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
37	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
38	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
39	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Tabla 9. Variación de tensión buses 1-10

Bus	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0,00043	0,00016	0,00044	0,00055	0,00048	0,00076	0,00092	0,00097	0,00030	0,00013
2	0,00111	0,00041	0,00115	0,00143	0,00125	0,00197	0,00239	0,00250	0,00078	0,00032
3	0,00267	0,00099	0,00275	0,00341	0,00278	0,00424	0,00504	0,00576	0,00168	0,00070
4	0,00558	0,00204	0,00557	0,00674	0,00355	0,00390	0,00344	0,00339	0,00154	0,00064
5	0,00665	0,00218	0,00533	0,00503	0,00257	0,00272	0,00229	0,00219	0,00108	0,00045
6	0,00693	0,00223	0,00535	0,00478	0,00242	0,00253	0,00210	0,00199	0,00100	0,00042
7	0,00659	0,00214	0,00516	0,00470	0,00239	0,00251	0,00209	0,00199	0,00099	0,00042
8	0,00635	0,00207	0,00501	0,00461	0,00234	0,00247	0,00207	0,00197	0,00098	0,00041
9	0,00254	0,00083	0,00201	0,00185	0,00094	0,00099	0,00083	0,00079	0,00039	0,00016
10	0,00801	0,00289	0,00781	0,00562	0,00273	0,00272	0,00210	0,00189	0,00108	0,00045
11	0,01004	0,00311	0,00709	0,00540	0,00266	0,00269	0,00212	0,00194	0,00106	0,00044
12	0,00913	0,01012	0,00890	0,00640	0,00311	0,00310	0,00240	0,00215	0,00123	0,00051
13	0,00752	0,00322	0,01003	0,00692	0,00333	0,00328	0,00249	0,00220	0,00130	0,00054
14	0,00598	0,00242	0,00722	0,01010	0,00480	0,00465	0,00342	0,00295	0,00184	0,00077
15	0,00325	0,00130	0,00384	0,00531	0,01002	0,00879	0,00536	0,00380	0,00348	0,00145
16	0,00198	0,00078	0,00228	0,00309	0,00529	0,01024	0,00600	0,00404	0,00405	0,00169
17	0,00202	0,00078	0,00223	0,00294	0,00417	0,00774	0,01029	0,00674	0,00306	0,00128
18	0,00228	0,00086	0,00244	0,00313	0,00366	0,00644	0,00833	0,01007	0,00255	0,00106
19	0,00072	0,00028	0,00082	0,00112	0,00191	0,00370	0,00217	0,00146	0,01005	0,00419
20	0,00041	0,00016	0,00048	0,00065	0,00111	0,00214	0,00125	0,00084	0,00580	0,01014
21	0,00139	0,00055	0,00161	0,00218	0,00373	0,00721	0,00422	0,00284	0,00285	0,00119
22	0,00073	0,00029	0,00084	0,00115	0,00196	0,00380	0,00222	0,00150	0,00150	0,00063
23	0,00076	0,00030	0,00088	0,00119	0,00204	0,00395	0,00231	0,00156	0,00156	0,00065
24	0,00179	0,00071	0,00207	0,00280	0,00480	0,00929	0,00544	0,00366	0,00368	0,00153
25	0,00085	0,00032	0,00089	0,00112	0,00108	0,00179	0,00223	0,00206	0,00071	0,00030
26	0,00110	0,00042	0,00120	0,00156	0,00202	0,00367	0,00482	0,00339	0,00145	0,00061
27	0,00154	0,00059	0,00169	0,00222	0,00304	0,00561	0,00742	0,00499	0,00222	0,00093
28	0,00057	0,00022	0,00062	0,00081	0,00105	0,00190	0,00250	0,00176	0,00075	0,00031
29	0,00039	0,00015	0,00043	0,00056	0,00072	0,00130	0,00171	0,00121	0,00052	0,00022
30	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
31	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
32	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
33	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00376	0,00000
34	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00353
35	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
36	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
37	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
38	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
39	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Tabla 10. Variación de tensión buses 11-20

Bus	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	0,00037	0,00032	0,00027	0,00050	0,00222	0,00075	0,00063	0,00030	0,00034	0,00167
2	0,00095	0,00082	0,00069	0,00128	0,00578	0,00195	0,00164	0,00077	0,00088	0,00433
3	0,00204	0,00176	0,00148	0,00276	0,00392	0,00227	0,00257	0,00090	0,00103	0,00270
4	0,00187	0,00162	0,00136	0,00254	0,00214	0,00143	0,00169	0,00057	0,00065	0,00141
5	0,00130	0,00113	0,00095	0,00177	0,00136	0,00094	0,00112	0,00037	0,00042	0,00088
6	0,00122	0,00105	0,00088	0,00165	0,00123	0,00086	0,00103	0,00034	0,00039	0,00079
7	0,00120	0,00104	0,00088	0,00163	0,00123	0,00086	0,00102	0,00034	0,00039	0,00080
8	0,00119	0,00102	0,00086	0,00161	0,00122	0,00084	0,00101	0,00034	0,00038	0,00079
9	0,00047	0,00041	0,00035	0,00064	0,00049	0,00034	0,00040	0,00013	0,00015	0,00032
10	0,00131	0,00113	0,00095	0,00177	0,00112	0,00083	0,00101	0,00033	0,00038	0,00072
11	0,00129	0,00112	0,00094	0,00175	0,00117	0,00085	0,00103	0,00034	0,00038	0,00075
12	0,00149	0,00129	0,00109	0,00202	0,00128	0,00095	0,00116	0,00038	0,00043	0,00082
13	0,00158	0,00136	0,00115	0,00214	0,00129	0,00098	0,00120	0,00039	0,00044	0,00082
14	0,00223	0,00193	0,00162	0,00302	0,00170	0,00133	0,00164	0,00053	0,00060	0,00107
15	0,00422	0,00365	0,00307	0,00572	0,00182	0,00189	0,00247	0,00075	0,00085	0,00103
16	0,00492	0,00425	0,00358	0,00666	0,00180	0,00207	0,00274	0,00082	0,00093	0,00098
17	0,00372	0,00321	0,00271	0,00504	0,00291	0,00351	0,00469	0,00139	0,00158	0,00153
18	0,00309	0,00267	0,00225	0,00419	0,00331	0,00305	0,00390	0,00121	0,00138	0,00198
19	0,00178	0,00154	0,00130	0,00241	0,00065	0,00075	0,00099	0,00030	0,00034	0,00035
20	0,00103	0,00089	0,00075	0,00139	0,00038	0,00043	0,00057	0,00017	0,00020	0,00020
21	0,01025	0,00747	0,00492	0,00497	0,00127	0,00146	0,00193	0,00058	0,00066	0,00069
22	0,00455	0,01037	0,00602	0,00300	0,00067	0,00077	0,00102	0,00030	0,00035	0,00036
23	0,00365	0,00729	0,01024	0,00362	0,00070	0,00080	0,00106	0,00032	0,00036	0,00038
24	0,00472	0,00469	0,00454	0,01029	0,00164	0,00188	0,00249	0,00074	0,00085	0,00089
25	0,00086	0,00074	0,00063	0,00116	0,01019	0,00286	0,00203	0,00114	0,00129	0,00288
26	0,00176	0,00152	0,00128	0,00239	0,00510	0,01012	0,00628	0,00402	0,00457	0,00170
27	0,00269	0,00233	0,00196	0,00365	0,00418	0,00723	0,01009	0,00287	0,00326	0,00165
28	0,00091	0,00079	0,00067	0,00124	0,00265	0,00525	0,00326	0,01014	0,00895	0,00088
29	0,00063	0,00054	0,00046	0,00085	0,00182	0,00360	0,00224	0,00597	0,01016	0,00060
30	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01029
31	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
32	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
33	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
34	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
35	0,00000	0,00480	0,00064	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
36	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
37	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
38	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00175	0,00597	0,00000
39	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Tabla 11. Variación de tensión buses 21-30

Bus	31	32	33	34	35	36	37	38	39
1		0,00022	0,00016	0,00007	0,00018	0,00010	0,00087	0,00028	0,00680
2		0,00057	0,00042	0,00019	0,00047	0,00027	0,00227	0,00073	0,00141
3		0,00137	0,00091	0,00042	0,00101	0,00058	0,00154	0,00085	0,00128
4		0,00282	0,00084	0,00038	0,00093	0,00053	0,00084	0,00053	0,00155
5		0,00302	0,00058	0,00027	0,00065	0,00037	0,00053	0,00035	0,00192
6		0,00309	0,00054	0,00025	0,00060	0,00035	0,00048	0,00032	0,00181
7		0,00296	0,00054	0,00025	0,00060	0,00034	0,00048	0,00032	0,00244
8		0,00286	0,00053	0,00024	0,00059	0,00034	0,00048	0,00032	0,00274
9		0,00115	0,00021	0,00010	0,00023	0,00013	0,00019	0,00013	0,00717
10		0,00491	0,00059	0,00027	0,00065	0,00037	0,00044	0,00031	0,00121
11		0,00431	0,00058	0,00026	0,00064	0,00037	0,00046	0,00032	0,00141
12		0,00456	0,00067	0,00030	0,00074	0,00042	0,00050	0,00036	0,00137
13		0,00446	0,00071	0,00032	0,00078	0,00045	0,00051	0,00037	0,00123
14		0,00335	0,00100	0,00046	0,00111	0,00063	0,00067	0,00050	0,00126
15		0,00180	0,00189	0,00086	0,00210	0,00120	0,00071	0,00071	0,00083
16		0,00108	0,00220	0,00100	0,00244	0,00140	0,00071	0,00077	0,00061
17		0,00108	0,00166	0,00076	0,00185	0,00106	0,00114	0,00131	0,00079
18		0,00119	0,00138	0,00063	0,00153	0,00088	0,00130	0,00114	0,00098
19		0,00039	0,00546	0,00249	0,00088	0,00051	0,00026	0,00028	0,00022
20		0,00023	0,00315	0,00602	0,00051	0,00029	0,00015	0,00016	0,00013
21		0,00076	0,00155	0,00071	0,00429	0,00190	0,00050	0,00054	0,00043
22		0,00040	0,00082	0,00037	0,00596	0,00230	0,00026	0,00029	0,00023
23		0,00042	0,00085	0,00039	0,00418	0,00407	0,00027	0,00030	0,00024
24		0,00098	0,00200	0,00091	0,00269	0,00179	0,00064	0,00070	0,00056
25		0,00044	0,00038	0,00018	0,00043	0,00024	0,00401	0,00107	0,00096
26		0,00058	0,00079	0,00036	0,00087	0,00050	0,00201	0,00378	0,00068
27		0,00082	0,00120	0,00055	0,00134	0,00076	0,00165	0,00270	0,00074
28		0,00030	0,00041	0,00019	0,00045	0,00026	0,00104	0,00740	0,00035
29		0,00021	0,00028	0,00013	0,00031	0,00018	0,00071	0,00840	0,00024
30		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
31		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
32		0,01020	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
33		0,00000	0,01027	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
34		0,00000	0,00000	0,01013	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
35		0,00000	0,00000	0,00000	0,01025	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
36		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01030	0,00000	0,00000	0,00000
37		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01017	0,00000	0,00000
38		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01026	0,00000
39		0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01013

Tabla 12. Variación de tensión buses 31-39

Una vez obtenidos todas las variaciones de tensión que se dan en cada caso, se procede a la obtención de los valores MIIF del sistema. En cada celda se representa un valor de la matriz MIIF_{ij}, donde las filas serán el valor i y las columnas el valor j. Por

ejemplo, en la celda de la fila 2 y la columna 1 se representará el MIIF 2,1.

MIIFij	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1,0000	0,1764	0,1102	0,0576	0,0361	0,0325	0,0326	0,0323	0,0130	0,0292
2	0,3864	1,0000	0,6243	0,3263	0,2038	0,1837	0,1842	0,1825	0,0730	0,1652
3	0,1553	0,4013	1,0000	0,5143	0,3202	0,2883	0,2892	0,2867	0,1148	0,2567
4	0,0717	0,1848	0,4519	1,0000	0,6096	0,5449	0,5483	0,5442	0,2180	0,4637
5	0,0506	0,1298	0,3154	0,6832	1,0000	0,8622	0,8799	0,8795	0,3523	0,5567
6	0,0497	0,1274	0,3092	0,6649	0,9385	1,0000	0,9443	0,9060	0,3629	0,6207
7	0,0341	0,0872	0,2115	0,4562	0,6531	0,6437	1,0000	0,8634	0,3459	0,4051
8	0,0345	0,0881	0,2141	0,4624	0,6668	0,6309	0,8818	1,0000	0,4006	0,4000
9	0,0118	0,0313	0,0763	0,1646	0,2374	0,2246	0,3140	0,3560	1,0000	0,1424
10	0,0452	0,1162	0,0000	0,5742	0,6152	0,6300	0,6031	0,5830	0,2335	1,0000
11	0,0430	0,1104	0,2662	0,5559	0,6625	0,6899	0,6566	0,6326	0,2534	0,7973
12	0,0158	0,0407	0,0978	0,2010	0,2155	0,2206	0,2112	0,2042	0,0818	0,2852
13	0,0443	0,1143	0,2740	0,5552	0,5317	0,5336	0,5145	0,4993	0,2000	0,7785
14	0,0549	0,1418	0,3380	0,6669	0,4982	0,4730	0,4654	0,4565	0,1829	0,5562
15	0,0482	0,1248	0,2778	0,3545	0,2564	0,2414	0,2382	0,2340	0,0937	0,2728
16	0,0744	0,1924	0,4141	0,3805	0,2652	0,2471	0,2448	0,2410	0,0965	0,2658
17	0,0898	0,2325	0,4899	0,3348	0,2225	0,2044	0,2035	0,2009	0,0804	0,2045
18	0,0960	0,2483	0,5725	0,3371	0,2171	0,1975	0,1975	0,1953	0,0782	0,1875
19	0,0299	0,0776	0,1671	0,1535	0,1071	0,0998	0,0989	0,0973	0,0389	0,1072
20	0,0123	0,0320	0,0690	0,0634	0,0443	0,0413	0,0410	0,0402	0,0161	0,0444
21	0,0357	0,0923	0,1987	0,1825	0,1273	0,1186	0,1175	0,1157	0,0463	0,1275
22	0,0305	0,0788	0,1698	0,1559	0,1087	0,1013	0,1004	0,0988	0,0396	0,1090
23	0,0259	0,0673	0,1448	0,1330	0,0928	0,0864	0,0857	0,0842	0,0338	0,0929
24	0,0482	0,1247	0,2684	0,2465	0,1718	0,1600	0,1586	0,1561	0,0625	0,1722
25	0,2181	0,5676	0,3851	0,2098	0,1332	0,1206	0,1209	0,1196	0,0480	0,1101
26	0,0743	0,1930	0,2249	0,1415	0,0926	0,0846	0,0846	0,0835	0,0334	0,0823
27	0,0626	0,1624	0,2543	0,1679	0,1109	0,1017	0,1013	0,1000	0,0400	0,1005
28	0,0294	0,0764	0,0891	0,0561	0,0367	0,0336	0,0336	0,0331	0,0132	0,0327
29	0,0333	0,0866	0,1009	0,0636	0,0417	0,0381	0,0381	0,0376	0,0150	0,0371
30	0,1626	0,4209	0,2628	0,1373	0,0857	0,0772	0,0775	0,0767	0,0307	0,0695
31										
32	0,0217	0,0559	0,1345	0,2764	0,2962	0,3033	0,2903	0,2807	0,1124	0,4815
33	0,0159	0,0412	0,0888	0,0815	0,0569	0,0530	0,0525	0,0517	0,0207	0,0570
34	0,0074	0,0191	0,0411	0,0377	0,0263	0,0245	0,0243	0,0238	0,0095	0,0263
35	0,0177	0,0459	0,0988	0,0906	0,0632	0,0589	0,0584	0,0574	0,0229	0,0633
36	0,0101	0,0261	0,0563	0,0516	0,0361	0,0336	0,0333	0,0327	0,0131	0,0361
37	0,0859	0,2238	0,1518	0,0826	0,0525	0,0475	0,0476	0,0471	0,0189	0,0434
38	0,0272	0,0709	0,0826	0,0521	0,0342	0,0313	0,0312	0,0308	0,0123	0,0304
39	0,6716	0,1389	0,1266	0,1535	0,1900	0,1788	0,2414	0,2705	0,7077	0,1191

Tabla 13. MIIF buses 1-10

MIIFij	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0,0306	0,0333	0,0334	0,0437	0,0420	0,0399	0,0624	0,0809	0,0144	0,0084
2	0,1727	0,1883	0,1896	0,2473	0,2376	0,2256	0,3534	0,4582	0,0816	0,0472
3	0,2692	0,2925	0,2935	0,3807	0,3424	0,3144	0,4823	0,6821	0,1137	0,0658
4	0,4942	0,5285	0,5226	0,6600	0,3841	0,2540	0,2895	0,3528	0,0919	0,0531
5	0,6601	0,6346	0,5609	0,5527	0,3113	0,1984	0,2155	0,2546	0,0717	0,0415
6	0,7484	0,7075	0,6129	0,5713	0,3190	0,2012	0,2156	0,2522	0,0728	0,0420
7	0,4856	0,4617	0,4028	0,3832	0,2146	0,1358	0,1464	0,1719	0,0491	0,0284
8	0,4779	0,4559	0,3994	0,3839	0,2154	0,1366	0,1476	0,1736	0,0494	0,0285
9	0,1701	0,1623	0,1421	0,1366	0,0767	0,0487	0,0526	0,0619	0,0176	0,0102
10	0,8777	0,9280	0,9076	0,6816	0,3660	0,2197	0,2190	0,2430	0,0795	0,0459
11	1,0000	0,9089	0,7488	0,5953	0,3232	0,1969	0,2008	0,2266	0,0712	0,0412
12	0,3075	1,0000	0,3179	0,2387	0,1282	0,0770	0,0768	0,0851	0,0278	0,0161
13	0,7071	0,8874	1,0000	0,7199	0,3832	0,2273	0,2224	0,2430	0,0822	0,0476
14	0,5347	0,6339	0,6848	1,0000	0,5253	0,3061	0,2908	0,3101	0,1108	0,0640
15	0,2653	0,3110	0,3329	0,4797	1,0000	0,5286	0,4161	0,3650	0,1912	0,1105
16	0,2623	0,3030	0,3206	0,4537	0,8579	1,0000	0,7558	0,6286	0,3618	0,2090
17	0,2064	0,2331	0,2421	0,3327	0,5209	0,5830	1,0000	0,8096	0,2109	0,1219
18	0,1925	0,2138	0,2187	0,2933	0,3779	0,4009	0,6694	1,0000	0,1451	0,0839
19	0,1059	0,1223	0,1293	0,1831	0,3461	0,4034	0,3050	0,2535	1,0000	0,5777
20	0,0438	0,0506	0,0534	0,0757	0,1430	0,1668	0,1261	0,1048	0,4136	1,0000
21	0,1259	0,1454	0,1538	0,2177	0,4116	0,4798	0,3627	0,3016	0,1736	0,1003
22	0,1076	0,1242	0,1314	0,1860	0,3517	0,4100	0,3099	0,2577	0,1484	0,0857
23	0,0918	0,1060	0,1120	0,1586	0,3000	0,3497	0,2643	0,2198	0,1266	0,0731
24	0,1700	0,1963	0,2077	0,2939	0,5558	0,6479	0,4898	0,4073	0,2344	0,1354
25	0,1145	0,1254	0,1268	0,1667	0,1785	0,1771	0,2852	0,3249	0,0641	0,0370
26	0,0839	0,0939	0,0967	0,1312	0,1871	0,2043	0,3465	0,3015	0,0740	0,0428
27	0,1019	0,1146	0,1186	0,1622	0,2451	0,2718	0,4644	0,3861	0,0983	0,0569
28	0,0333	0,0373	0,0383	0,0520	0,0741	0,0810	0,1373	0,1195	0,0293	0,0170
29	0,0378	0,0423	0,0434	0,0591	0,0840	0,0919	0,1557	0,1354	0,0333	0,0193
30	0,0727	0,0792	0,0798	0,1040	0,0999	0,0949	0,1488	0,1928	0,0343	0,0199
31										
32	0,4226	0,4468	0,4370	0,3281	0,1762	0,1057	0,1054	0,1170	0,0383	0,0221
33	0,0562	0,0650	0,0687	0,0973	0,1839	0,2144	0,1621	0,1347	0,5314	0,3071
34	0,0260	0,0300	0,0317	0,0450	0,0851	0,0992	0,0750	0,0623	0,2457	0,5941
35	0,0625	0,0723	0,0764	0,1081	0,2045	0,2384	0,1802	0,1498	0,0862	0,0498
36	0,0356	0,0411	0,0435	0,0617	0,1165	0,1358	0,1027	0,0853	0,0491	0,0284
37	0,0451	0,0494	0,0499	0,0656	0,0703	0,0698	0,1124	0,1280	0,0253	0,0146
38	0,0310	0,0347	0,0356	0,0483	0,0688	0,0752	0,1274	0,1108	0,0272	0,0157
39	0,1394	0,1357	0,1217	0,1246	0,0816	0,0605	0,0783	0,0970	0,0219	0,0127

Tabla 14. MIIF buses 11-20

MIIFij	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	0,0280	0,0147	0,0154	0,0362	0,1176	0,0694	0,0672	0,0360	0,0247	0,0000
2	0,1588	0,0836	0,0870	0,2046	0,6659	0,3924	0,3802	0,2036	0,1397	0,0534
3	0,2214	0,1165	0,1211	0,2851	0,2910	0,2977	0,3876	0,1545	0,1060	0,0000
4	0,1788	0,0941	0,0979	0,2303	0,1383	0,1645	0,2248	0,0854	0,0586	0,0000
5	0,1397	0,0735	0,0764	0,1799	0,0977	0,1204	0,1662	0,0625	0,0429	0,0000
6	0,1416	0,0746	0,0775	0,1823	0,0962	0,1199	0,1659	0,0622	0,0426	0,0000
7	0,0957	0,0504	0,0524	0,1232	0,0657	0,0815	0,1127	0,0423	0,0291	0,0000
8	0,0962	0,0506	0,0526	0,1239	0,0664	0,0823	0,1137	0,0427	0,0293	0,0000
9	0,0343	0,0180	0,0187	0,0441	0,0238	0,0294	0,0406	0,0153	0,0105	0,0000
10	0,1547	0,0814	0,0847	0,1992	0,0893	0,1185	0,1668	0,0615	0,0423	0,0000
11	0,1387	0,0730	0,0758	0,1786	0,0843	0,1096	0,1534	0,0569	0,0391	0,0000
12	0,0541	0,0285	0,0296	0,0698	0,0313	0,0415	0,0584	0,0216	0,0148	0,0000
13	0,1600	0,0842	0,0875	0,2061	0,0884	0,1196	0,1689	0,0621	0,0426	0,0000
14	0,2154	0,1134	0,1179	0,2775	0,1107	0,1544	0,2198	0,0801	0,0550	0,0000
15	0,3722	0,1959	0,2038	0,4793	0,1082	0,2016	0,3039	0,1046	0,0718	0,0000
16	0,7042	0,3707	0,3856	0,9067	0,1747	0,3580	0,5474	0,1857	0,1274	0,0000
17	0,4105	0,2161	0,2247	0,5286	0,2171	0,4682	0,7214	0,2430	0,1666	0,0000
18	0,2823	0,1486	0,1545	0,3635	0,2048	0,3364	0,4955	0,1745	0,1197	0,0000
19	0,2841	0,1496	0,1555	0,3658	0,0705	0,1444	0,2208	0,0750	0,0514	0,0000
20	0,1174	0,0618	0,0642	0,1512	0,0292	0,0597	0,0912	0,0310	0,0212	0,0000
21	1,0000	0,4440	0,3565	0,4609	0,0838	0,1717	0,2626	0,0891	0,0611	0,0000
22	0,7206	1,0000	0,7025	0,4522	0,0716	0,1467	0,2244	0,0762	0,0522	0,0000
23	0,4805	0,5880	1,0000	0,4438	0,0611	0,1252	0,1914	0,0650	0,0445	0,0000
24	0,4833	0,2921	0,3517	1,0000	0,1132	0,2319	0,3546	0,1203	0,0826	0,0000
25	0,1248	0,0656	0,0683	0,1607	1,0000	0,5007	0,4107	0,2597	0,1783	0,0000
26	0,1439	0,0758	0,0788	0,1854	0,2826	1,0000	0,7148	0,5187	0,3560	0,0000
27	0,1914	0,1008	0,1048	0,2465	0,2011	0,6228	1,0000	0,3231	0,2217	0,0000
28	0,0570	0,0301	0,0311	0,0734	0,1122	0,3964	0,2833	1,0000	0,5889	0,0000
29	0,0646	0,0340	0,0353	0,0832	0,1272	0,4495	0,3212	0,8809	1,0000	0,0000
30	0,0668	0,0352	0,0365	0,0861	0,2803	0,1651	0,1600	0,0857	0,0588	1,0000
31										
32	0,0745	0,0392	0,0407	0,0959	0,0430	0,0571	0,0803	0,0297	0,0203	0,0000
33	0,1510	0,0795	0,0826	0,1944	0,0375	0,0767	0,1173	0,0399	0,0274	0,0000
34	0,0698	0,0368	0,0382	0,0899	0,0174	0,0355	0,0542	0,0184	0,0126	0,0000
35	0,4191	0,5815	0,4084	0,2629	0,0416	0,0853	0,1304	0,0443	0,0304	0,0000
36	0,1843	0,2237	0,3953	0,1734	0,0237	0,0485	0,0743	0,0252	0,0173	0,0000
37	0,0492	0,0259	0,0269	0,0633	0,3942	0,1974	0,1619	0,1024	0,0703	0,0000
38	0,0529	0,0278	0,0289	0,0681	0,1042	0,3680	0,2629	0,7211	0,8187	0,0000
39	0,0426	0,0224	0,0233	0,0549	0,0947	0,0667	0,0730	0,0346	0,0238	0,0000

Tabla 15. MIIF 21-30

MIIFij	31	32	33	34	35	36	37	38	39
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	0,0000	0,0000	0,3740	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	0,0000	0,0000	0,0000	0,3479	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4631	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0628	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
25	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
26	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
27	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
28	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1726	0,0000
29	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,5877	0,0000
30	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
31									
32	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
36	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000
37	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000
38	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
39	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000

Tabla 16. MIIF 31-39

9.2 Obtención de las bolsas de nudos

Una vez se obtienen los índices MIIF de todos los nudos se procede a obtener las diferentes bolsas de nudos. Estas estarán formadas, en cada nudo, por los nudos que superan un cierto valor umbral del MIIF.

Cabe recordar que el valor MIIF variará entre 0 y 1, indicando el valor 0 una nula interacción entre los nudos y el valor 1 una completa interacción, es decir, cuanto más alto sea el valor del MIIF mayor será la interacción entre los nudos. El valor de MIIF umbral escogido por REE se sitúa en 0,95, es decir, un valor muy alto, por lo que solo considera las bolsas de nudos con un grado de interacción muy elevado, aunque como se dice en [27], a partir de un valor del MIIF de 0,15 ya podría aparecer ciertas interacciones entre los buses.

En las tablas 17 y 18 se muestran las diferentes bolsas de nudos que se dan en el sistema de estudio en función de diferentes valores del MIIF umbral. Como se puede observar, a medida que este se reduce, mayor número de bolsas de nudos habrá y también estas contendrán un mayor número de nudos.

MIIF umbral bus	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6
1	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	25	3,25
3	-	-	-	-	-	-	18	18
4	-	-	-	-	-	-	14	5,14
5	-	-	6,7,8	6,7,8	6,7,8	6,7,8	4,6,7,8,11	4,6,7,8,11,12
6	-	5,7,8	5,7,8	5,7,8	5,7,8	5,7,8,11,12	4,5,7,8,11,12	4,5,7,8,10,11,12,13
7	-	-	8	8	8	8	5,8	5,6,8
8	-	-	7	7	7	7	5,7	5,6,7
9	-	-	-	-	-	-	-	-
10	-	12,13	11,12,13	11,12,13	11,12,13	11,12,13	11,12,13,14	5,6,7,11,12,13,14
11	-	12	12	12	10,12	10,12,13	5,6,7,10,12,13	5,6,7,8,10,12,13
12	-	-	-	-	-	-	-	-
13	-	-	12	12	10,12	10,11,12,14	10,11,12,14	10,11,12,14
14	-	-	-	-	-	-	4,13	4,12,13
15	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	24	15,24	15,24	15,17,24	15,17,21,24	15,17,21,24	15,17,18,21,24
17	-	-	-	18	18	18,27	18,27	18,27
18	-	-	-	-	-	-	17	17
19	-	-	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	21,23	21,23	21,23
23	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	16
25	-	-	-	-	-	-	-	-
26	-	-	-	-	-	27	27	27
27	-	-	-	-	-	-	-	26
28	-	-	-	-	-	-	-	-
29	-	-	28	28	28	28	28	28
30	-	-	-	-	-	-	-	-
31	-	-	-	-	-	-	-	-
32	-	-	-	-	-	-	-	-
33	-	-	-	-	-	-	-	-
34	-	-	-	-	-	-	-	-
35	-	-	-	-	-	-	-	-
36	-	-	-	-	-	-	-	-
37	-	-	-	-	-	-	-	-
38	-	-	-	-	29	28,29	28,29	28,29
39	-	-	-	-	-	9	1,9	1,9

Tabla 17. Bolsas de nudos con MIIF umbral hasta 0,6

MIIF umbral/bus	0,4
1	-
2	3,18,25
3	2,4,17,18
4	3,5,6,7,8,10,11,12,13,14
5	4,6,7,8,11,12
6	4,5,7,8,10,11,12,13,14
7	4,5,6,8,10,11,12,13
8	4,5,6,7,9,10,11,12
9	-
10	4,5,6,7,8,11,12,13,14
11	4,5,6,7,8,10,12,13,14
12	-
13	4,5,6,7,8,10,11,12,14
14	4,5,6,7,8,12,13,15
15	14,16,17,24
16	3,14,15,17,18,21,24,27
17	3,15,16,18,21,24,26,27
18	3,16,17,27
19	16,2
20	19
21	15,16,22,24
22	16,21,23,24,35
23	21,22,24
24	15,16,17,18,21
25	26,27
26	27,28
27	17,26
28	29
29	26,28,38
30	-
31	-
32	10,11,12,13
33	19
34	20
35	21,22,23
36	-
37	-
38	28,29
39	1,9

Tabla 18. Bolsas de nudos MIIF umbral 0,4

9.3 Cálculo de los índices SCR y WSCR

Antes de realizar los cálculos de la capacidad máxima de conexión se deben obtener las Scc de cada nudo, estos valores se obtendrán con cálculos de cortocircuito mediante la herramienta software PSS/E. Así pues, en la tabla 19 se presentan los

valores correspondientes de cada nudo:

Bus	Scs(MVA)
1	4961,89
2	10274,71
3	7893,74
4	7068,58
5	7045,87
6	7241,27
7	5750,29
8	5948,61
9	4712,21
10	6793,14
11	6595,8
12	2852,57
13	6408,14
14	6775,9
15	6652,59
16	9422,79
17	7907,31
18	6784,62
19	7159,19
20	5331,45
21	6381,43
22	7183,14
23	6678,18
24	6922,99
25	7849,22
26	5491,43
27	5289,47
28	3455,03
29	4374,45
30	19569,03
31	5282,7
32	6285,59
33	7499,08
34	5226,27
35	6934,62
36	6491,16
37	6191,6
38	5825,51
39	12890,27

Tabla 19. Potencias de cortocircuito de cada nudo

Para obtener los valores del WSCR de cada bolsa primero hay que determinar el valor SCR de cada nudo. Este valor será 6 si en el nudo en cuestión no hay generación renovable conectada o con un permiso concedido y 20 en caso contrario. Como en esta red no hay conectada generación renovable el valor SCR de todos los nudos será igual a 6.

Una vez obtenido el valor SCR de cada nudo se puede proceder a la obtención de los valores WSCR de cada bolsa de nudos. El valor WSCR bolsa será igual a 6 si todos los nudos contenidos en esa bolsa tienen un SCR igual a 6 y será igual a 20 si en la bolsa hay algún nudo con un SCR igual a 6. Debido a que todos los nudos del sistema tienen un SCR igual a 6, todos los WSCR bolsa serán igual a 6.

9.4 Capacidad máxima de conexión de los nudos

Para el cálculo de la capacidad máxima de conexión se tendrá en cuenta el valor del MIIF umbral elegido ya que determinará el tamaño de las bolsas de nudos.

El cálculo se realizará a través de la fórmula de la potencia máxima teórica del apartado 6.2, conteniendo esta fórmula un mayor número de factores a medida que aumenta el tamaño de la bolsa de nudos.

En la tabla 20 se muestran las capacidades máximas de conexión de un nuevo MPE en cada nudo del sistema en función del valor MIIF umbral escogido.

MIIF umbral/bus	PMP Eteórica (MW)								
	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,4
1	826,98	826,98	826,98	826,98	826,98	826,98	826,98	826,98	826,98
2	1712,45	1712,45	1712,45	1712,45	1712,45	1712,45	1712,45	856,23	573,48
3	1315,62	1315,62	1315,62	1315,62	1315,62	1315,62	1315,62	1315,62	338,56
4	1178,10	1178,10	1178,10	1178,10	1178,10	1178,10	1178,10	589,27	122,76
5	1174,31	1174,31	395,73	395,73	395,73	395,73	236,79	207,82	207,82
6	1206,88	405,64	405,64	405,64	405,64	257,72	213,25	157,71	139,55
7	958,38	958,38	958,38	958,38	958,38	958,38	482,61	321,73	125,31
8	991,44	991,44	991,44	991,44	991,44	991,44	500,80	333,72	130,96
9	785,37	785,37	785,37	785,37	785,37	785,37	785,37	785,37	785,37
10	1132,19	649,54	417,46	417,46	417,46	417,46	306,39	170,24	131,11
11	1099,30	1099,30	1099,30	1099,30	641,39	406,70	194,52	165,38	114,12
12	475,43	475,43	475,43	475,43	475,43	475,43	475,43	475,43	475,43
13	1068,02	1068,02	1068,02	1068,02	623,14	289,69	289,69	289,69	123,72
14	1129,32	1129,32	1129,32	1129,32	1129,32	1129,32	566,01	420,00	147,86
15	1108,77	1108,77	1108,77	1108,77	1108,77	1108,77	1108,77	1108,77	225,99
16	1570,47	1570,47	785,54	785,54	526,46	395,30	395,30	315,86	263,59
17	1317,89	1317,89	1317,89	1317,89	1317,89	669,05	669,05	669,05	193,75
18	1130,77	1130,77	1130,77	1130,77	1130,77	1130,77	1130,77	1130,77	293,43
19	1193,20	1193,20	1193,20	1193,20	1193,20	1193,20	1193,20	1193,20	608,86
20	888,58	888,58	888,58	888,58	888,58	888,58	888,58	888,58	888,58
21	1063,57	1063,57	1063,57	1063,57	1063,57	1063,57	1063,57	1063,57	271,54
22	1197,19	1197,19	1197,19	1197,19	1197,19	598,90	598,90	598,90	244,88
23	1113,03	1113,03	1113,03	1113,03	1113,03	1113,03	1113,03	1113,03	371,90
24	1153,83	1153,83	1153,83	1153,83	1153,83	1153,83	1153,83	1153,83	236,05
25	1308,20	1308,20	1308,20	1308,20	1308,20	1308,20	1308,20	1308,20	654,33
26	915,24	915,24	915,24	915,24	915,24	915,24	915,24	915,24	477,76
27	881,58	881,58	881,58	881,58	881,58	881,58	881,58	881,58	455,12
28	575,84	575,84	575,84	575,84	575,84	575,84	575,84	575,84	575,84
29	729,08	729,08	729,08	729,08	729,08	729,08	729,08	729,08	254,03
30	3261,51	3261,51	3261,51	3261,51	3261,51	3261,51	3261,51	3261,51	3261,51
31	880,45	880,45	880,45	880,45	880,45	880,45	880,45	880,45	880,45
32	1047,60	1047,60	1047,60	1047,60	1047,60	1047,60	1047,60	1047,60	283,55
33	1249,85	1249,85	1249,85	1249,85	1249,85	1249,85	1249,85	1249,85	1249,85
34	871,05	871,05	871,05	871,05	871,05	871,05	871,05	871,05	871,05
35	1155,77	1155,77	1155,77	1155,77	1155,77	1155,77	1155,77	1155,77	386,18
36	1081,86	1081,86	1081,86	1081,86	1081,86	1081,86	1081,86	1081,86	1081,86
37	1031,93	1031,93	1031,93	1031,93	1031,93	1031,93	1031,93	1031,93	1031,93
38	970,92	970,92	970,92	970,92	970,92	492,15	492,15	492,15	492,15
39	2148,38	2148,38	2148,38	2148,38	2148,38	2148,38	1074,90	1074,90	1074,90

Tabla 20. Capacidad máxima en cada nudo en función del MIIF umbral

En las figuras 28, 29, 30 y 31 se muestra de forma visual el cambio de la capacidad máxima de conexión en cada nudo a medida que disminuye el MIIF umbral:

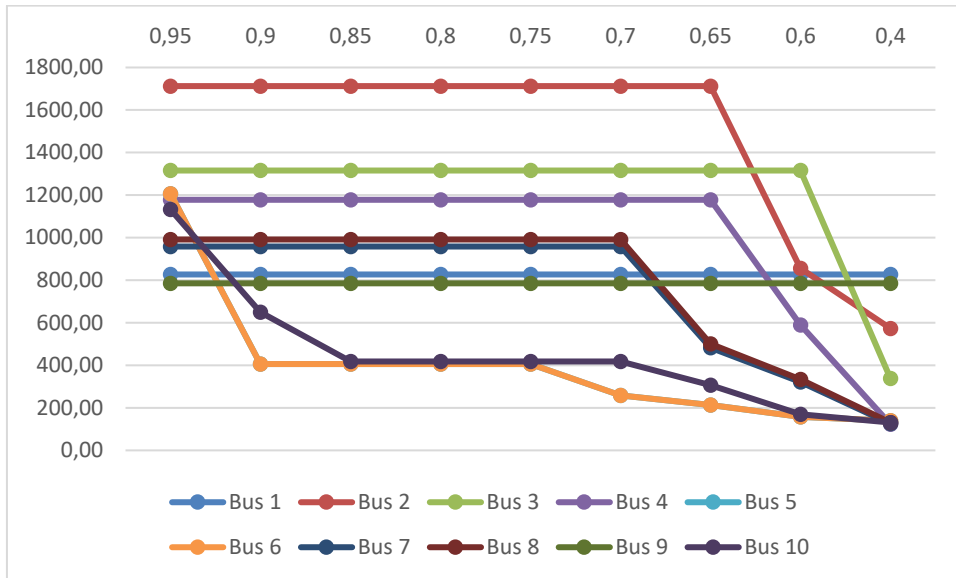


Figura 28. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 1-10

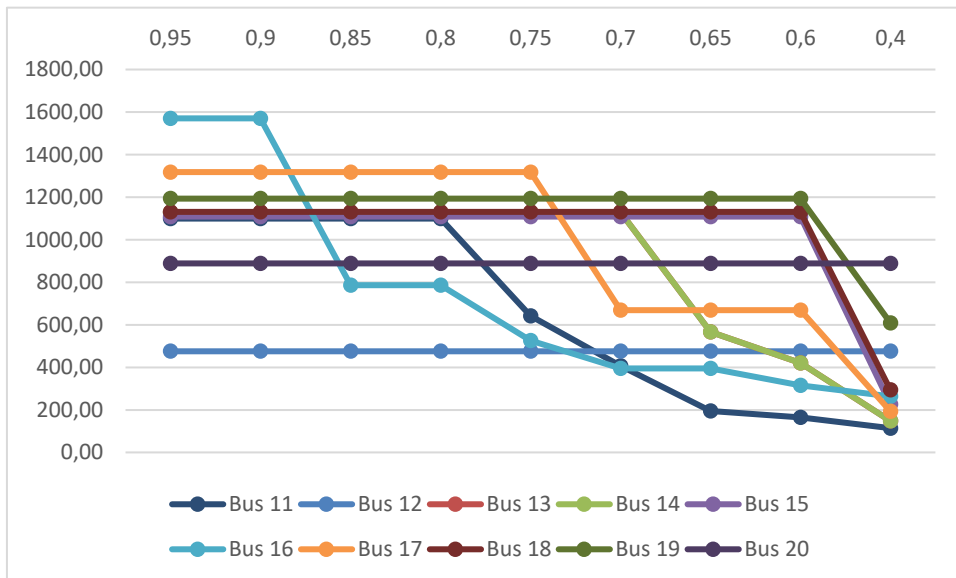


Figura 29. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 11-20

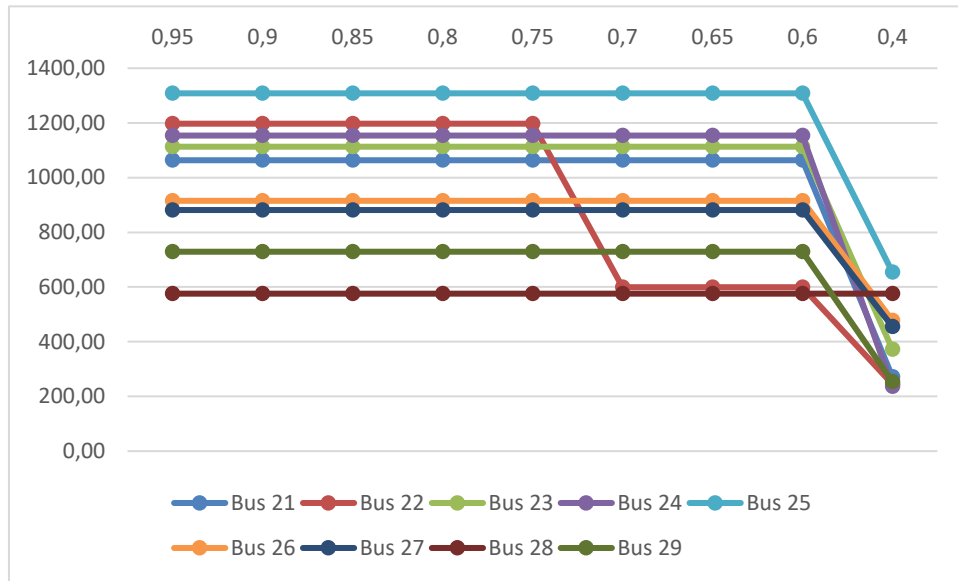


Figura 30. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 21-29

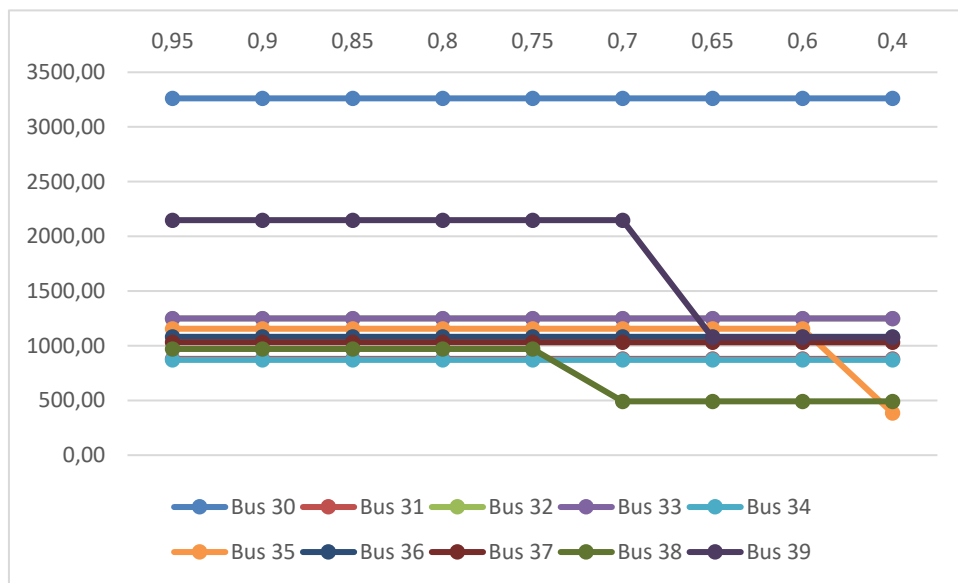


Figura 31. Capacidad máxima de conexión en función del MIIF umbral, nudos 30-39

Como se observa en los gráficos y en la tabla 20, a medida que disminuye el MIIF umbral más bolsas de nudos se forman y más nudos pasan a formar parte de ellas. Esto influye directamente en la capacidad máxima de conexión ya que, si un nudo tiene la interacción suficiente con otros nudos para superar el MIIF umbral y estos pasan a formar parte de su bolsa de nudos, la capacidad disminuye de forma considerable. Esta disminución, como se observa de forma más clara en los gráficos, es mayor nada más formarse la bolsa de nudos, es decir, cuando una bolsa de nudos contiene tres nudos, que una vez la bolsa de nudos ya está formada y aumenta el

número de nudos de la bolsa.

10 Simulaciones dinámicas

El análisis dinámico tiene por objeto la obtención del comportamiento de los diferentes equipos a lo largo del sistema para analizar su respuesta ante perturbaciones. En este apartado se describe el resultado de las simulaciones dinámicas realizadas en el caso de estudio con el objeto de evaluar la interacción entre generadores renovables en función de su localización en el sistema y justificar así la utilización del MIIF en la evaluación de la capacidad disponible para conexión de generación renovable

10.1 Modelos dinámicos

Se presentan los datos dinámicos de los generadores convencionales, que incluyen los parámetros dinámicos de cada generador, los parámetros dinámicos de los modelos de excitatriz y los parámetros dinámicos del regulador de velocidad.

Parámetros dinámicos de los generadores GENROU										
Bus	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
identificador	10	2	3	4	5	6	7	8	9	1
T'do	10,2	6,56	5,7	6,59	5,4	7,3	5,66	6,7	4,79	7
T''do	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,035
T'qo	0,2	1,5	1,5	1,5	0,44	0,4	1,5	0,41	1,96	0,7
T''qo	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
H	3,255	5,28	4,75	3,117	8,58	4,35	3,23	3,46	4,92	7,5
D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Xd	1,29	1,693	1,879	2,403	2,03	2,032	2,408	2,035	1,478	1,333
Xq	0,89	1,618	1,785	2,367	1,879	1,928	2,384	1,965	1,439	1,267
X'd	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
X'q	0,103	0,967	0,66	1,523	0,503	0,651	1,518	0,639	0,411	0,533
X''d = X''q	0,082	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
XI	0,013	0,035	0,03	0,03	0,054	0,022	0,032	0,028	0,03	0,003
S(1.0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S(1.2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 21. Parámetros dinámicos de los generadores

Parámetros de los modelos de excitatriz ESDC1A										
Bus	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
identificador	10	2	3	4	5	6	7	8	9	1
TR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KA	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
TA	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VRMAX or zero	5	5	3	3	7	3	3	3	3	3
VRMIN	-5	-5	-3	-3	-7	-3	-3	-3	-3	-3
KE or zero	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TE	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
KF	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
TF1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
O. Switch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
SE(E1)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
E2	4	4	4	4	5	4	4	4	4	4
SE(E2)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Tabla 22. Parámetros de los modelos de excitatriz

Parámetros del regulador de velocidad TGOV1									
Bus	31	32	33	34	35	36	37	38	39
identificador	2	3	4	5	6	7	8	9	1
R	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
T1 (sec)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
V MAX	1	1	1	1	1	1	1	1	1
V MIN	0,152	0,061	0,157	0,229	0,186	0,087	0,133	0,174	0,174
T2 (sec)	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
T3 (sec)	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dt	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 23. Parámetros del regulador de velocidad TGOV1

Parámetros del regulador de velocidad HYGOV para el GEN 10 bus 30	
R, Permanent Droop	0,05
r, Temporary Droop	0,5
Tr Governor Time Constant	5
Tf Filter Time Constant	0,05
Tg Servo Time Constant	0,5
VELM, Gate Velocity Limit	0,167
GMAX, Maximum Gate Limit	1,5
GMIN, Minimum Gate Limit	0
TW Water Time Constant	1
At, Turbine Gain	1,2
Dturb, Turbine Damping	1,5
qNL, No Load Flow	0,08

Tabla 24. Parámetros del regulador de velocidad HYGOV

Los modelos utilizados para las plantas renovables en la realización de las simulaciones dinámicas serán de generadores eólicos.

Una planta eólica consiste en la unión de un número determinado de generadores eólicos. Las potencias nominales del generador individual suelen estar entre 1 y 5 MVA y se dividen principalmente en 4 grandes tipos [13]:

- Tipo 1: Generador de inducción de jaula de ardilla convencional
- Tipo 2: Generador de inducción de rotor bobinado
- Tipo 3: Generador asíncrono de doble alimentación
- Tipo 4: Generador de conversión completa

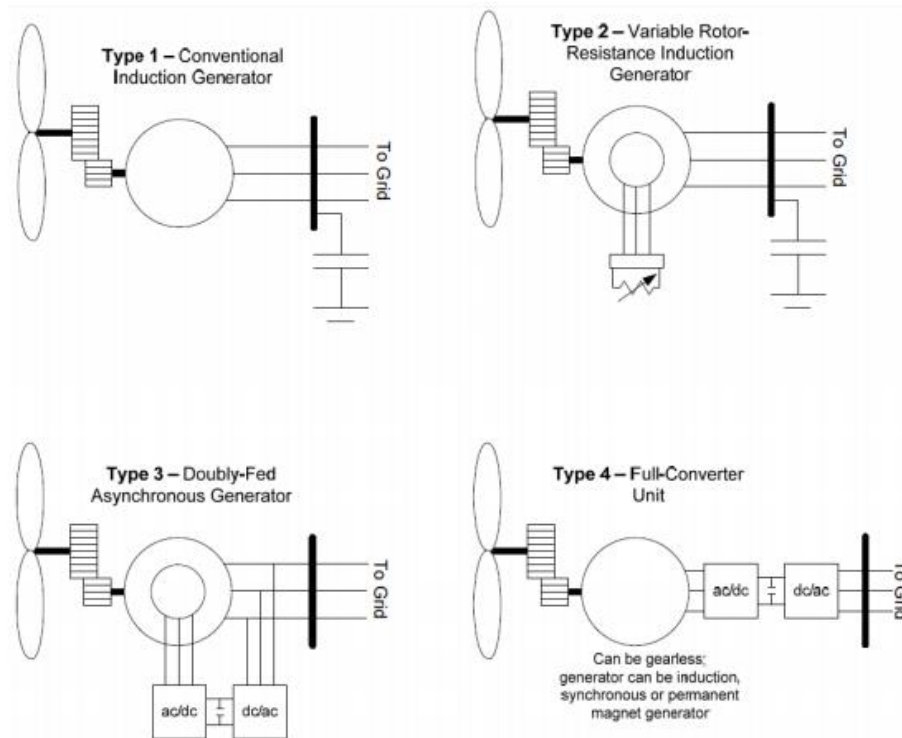


Figura 32. Generadores eólicos

Los generadores de tipo 1 son de velocidad casi constante y esta puede ser con o sin control. Los de tipo 2 presentan una resistencia variable en el circuito del rotor el cual es controlado mediante electrónica de potencia y generalmente tienen controlador de aspas, el cual se debe incluir en la simulación. Los de tipo 3 emplean un convertidor serie de tensión para alimentar al rotor bobinado de la máquina y, finalmente, los de tipo 4 consisten en un generador convencional síncrono que es conectado a la red eléctrica por medio de un convertidor. El convertidor desacopla la velocidad del generador de la frecuencia del sistema de potencia y permite la operación a velocidad variable en un amplio rango. Estas máquinas al estar acopladas mediante convertidores son capaces de proporcionar control de tensión y capacidad de control de potencia, pero su comportamiento difiere de la generación síncrona convencional, y es por eso por lo que serán los modelos utilizados para realizar la simulación.

A continuación, se hará una breve descripción del funcionamiento de modelo del generador convertidor (WT4G) y del modelo del control eléctrico (WT4E).

El modelo generador convertidor, mostrado en la siguiente fig 33 [36], es equivalente al generador y al convertidor de conexión, por lo tanto, es la interfaz entre

el generador y la red.

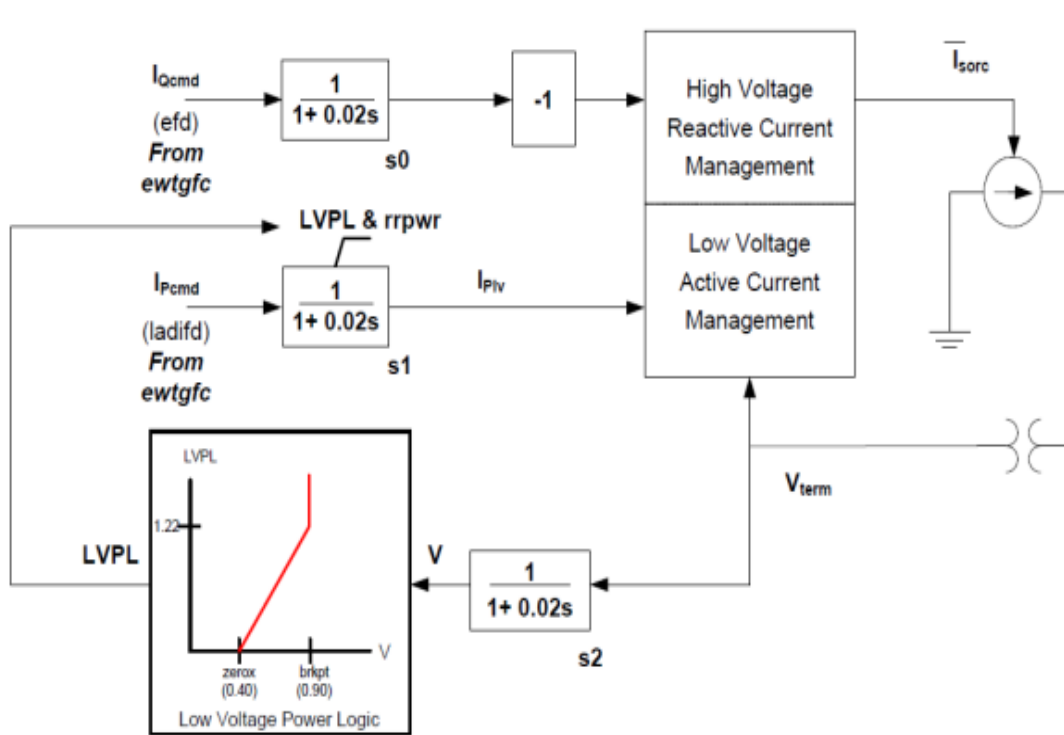


Figura 33. Modelo del generador

El modelo estará inyectando corriente activa y reactiva en respuesta a los comandos del control eléctrico. Por otra parte, la curva LVPL (Low Voltage Active Power Logic) restringe el incremento de corriente activa en función de la tensión. Esto es de máxima importancia durante e inmediatamente después de una falta, donde se suelen producir huecos de tensión [37].

El modelo de control WT4E, mostrado en la siguiente figura, está compuesto por dos grandes bloques: control de corriente activa y control de corriente reactiva.

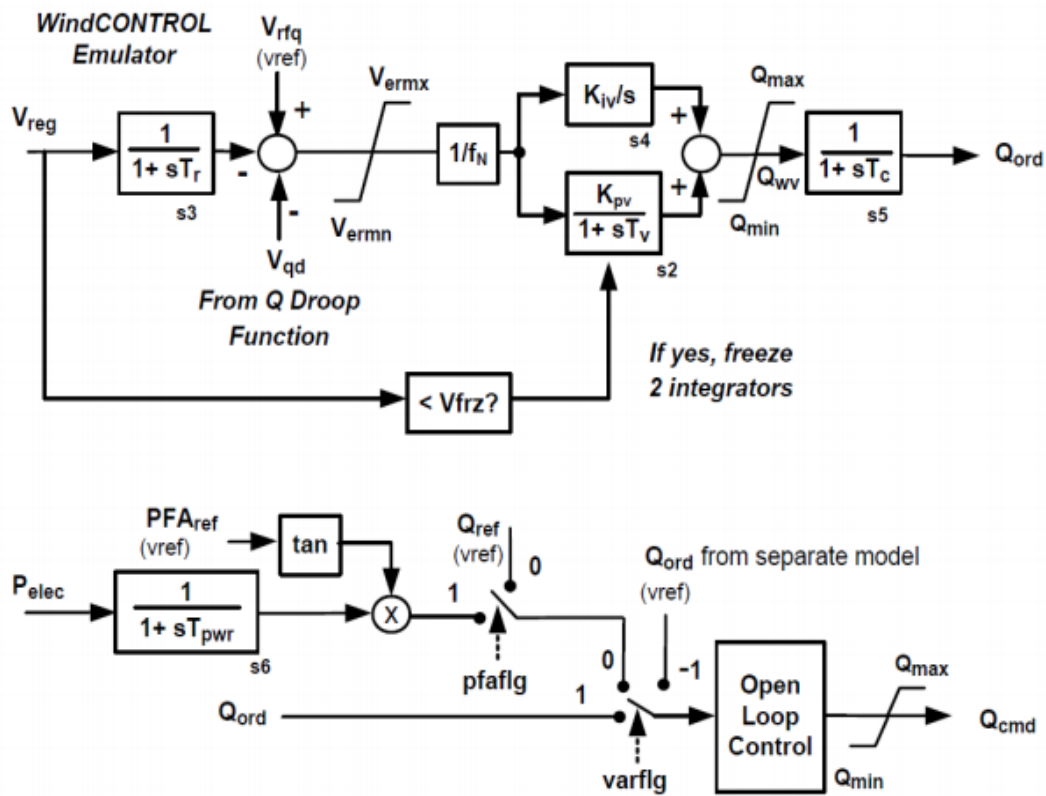


Figura 34. Modelo del control

El primero, es el responsable de cumplir con la consigna de potencia activa recibida desde el centro de control, considerando las limitaciones de inyección máxima de corriente del grupo generador convertidor, las pendientes máximas de incremento de potencia activa y los retardos propios de los equipos de medida o control utilizados. El segundo, es responsable del control de la potencia reactiva del aerogenerador. Él mismo considera el comando de corriente reactiva las opciones de control con consigna de tensión, consigna de potencia reactiva o consigna de factor de potencia [37].

Finalmente, se presentan los datos dinámicos de los generadores renovables en las tablas 25 y 26:

Parámetros Dinámicos del Generador WT4G1	
TIQCmd, Converter time constant for IQcmd, second	0,02
TIpCmd, Converter time constant for IPcmd, second	0,02
VLVPL1 - Low Voltage power Logic (LVPL), voltage 1 (pu)	0,4
VLVPL2 - LVPL voltage 2 (pu)	0,9
GLVPL - LVPL gain	1,11
High Voltage reactive Current (HVRC) logic,voltage (pu)	1,2
CURHVRCR - HVRC logic, current (pu)	2
Rlp_LVPL, Rate of active current change	2
T_LVPL, Voltage sensor for LVPL, second	0,02

Tabla 25. Parámetros dinámicos del generador WT4G1

Parámetros del control eléctrico WT4E1	
Tfv - V-regulator filter	0,15
Kpv - V-regulator proportional gain	18
Kiv - V-regulator integrator gain	5
Kpp - T-regulator proportional gain	0,05
Kip - T-regulator integrator gain	0,1
Kf - Rate feedback gain	0
Tf - Rate feedback time constant	0,08
QMX - V-regulator max limit	0,47
QMN - V-regulator min limit	-0,47
IPMAX - Max active current limit	1,1
TRV - V-sensor	0
dPMX - Max limit in power PI controller (pu)	0,5
dPMN - Min limit in power PI controller (pu)	-0,5
T_POWER - Power filter time constant	0,05
KQi - MVAR/Volt gain	0,1
VMINCL	0,9
VMAXCL	1,1
KVi - Volt/MVAR gain	120
Tv - Lag time constant in WindVar controller	0,05
Tp - Pelec filter in fast PF controller	0,05
ImaxTD - Converter current limit	1,7
Iphi - Hard active current limit	1,11
Iqhl - Hard reactive current limit	1,11

Tabla 26. Parámetros del control eléctrico WT4E1

10.2 Desarrollo de las simulaciones

A continuación, se procede a realizar las simulaciones dinámicas en el sistema de prueba, al que se le añadirán una serie de generadores renovables, los cuales serán modelizados mediante plantas eólicas formadas por generadores de tipo 4, como los mostrados en el apartado anterior.

Los buses en los cuales se realizará la conexión de estos generadores serán el 1, el 5 y el 7. Esta elección se debe a que el bus 5 tiene una influencia considerable sobre el bus 7 ($MIIF_{5,7}=0,88$), y una influencia despreciable sobre el bus 1 ($MIIF_{5,1}=0,05$). Así, al producir perturbaciones en el bus 5 se podrá comprobar si de verdad se cumple esa interacción entre los buses.

Los tres generadores tendrán una potencia nominal de 1000 MVA, y la potencia generada variará según la simulación.

10.2.1 Simulación 1

En esta primera simulación se conectarán los tres generadores renovables en los buses 1, 5 y 7, con una potencia generada por cada uno de ellos de 500 MW, por lo que estarán generando al 50% de su capacidad máxima. Para cubrir la demanda del sistema se reduce de forma proporcional la generación del resto de generadores en la misma cantidad. La potencia generada por cada uno de ellos se muestra en la tabla 27:

Bus	PGen (MW)
1	500
5	500
7	500
30	188,935
31	136,39
32	491,232
33	477,629
34	383,917
35	491,232
36	423,215
37	408,101
38	627,266
39	1000

Tabla 27. Potencia generada en la simulación 1

La simulación dinámica que se lleva a cabo en este caso consiste en modificar la potencia activa y reactiva del bus 5, y ver como estos cambios influyen en los otros buses. En concreto, las perturbaciones que se han aplicado son las siguientes:

- t=1seg. Potencia activa generada Gen5=0,2 p.u.
- t=2seg. Potencia activa generada Gen5=0,5 p.u (vuelve a su valor inicial).
- t=3seg. Potencia reactiva Gen5=0,2 p.u.
- t=15seg. Potencia reactiva Gen5=-0,1 p.u.
- t=25seg. Potencia reactiva Gen5=0 p.u.
- t=35seg. Fin de la simulación.

En la fig 35 se puede ver la evolución de la potencia activa generada por los generadores 1, 5 y 7:

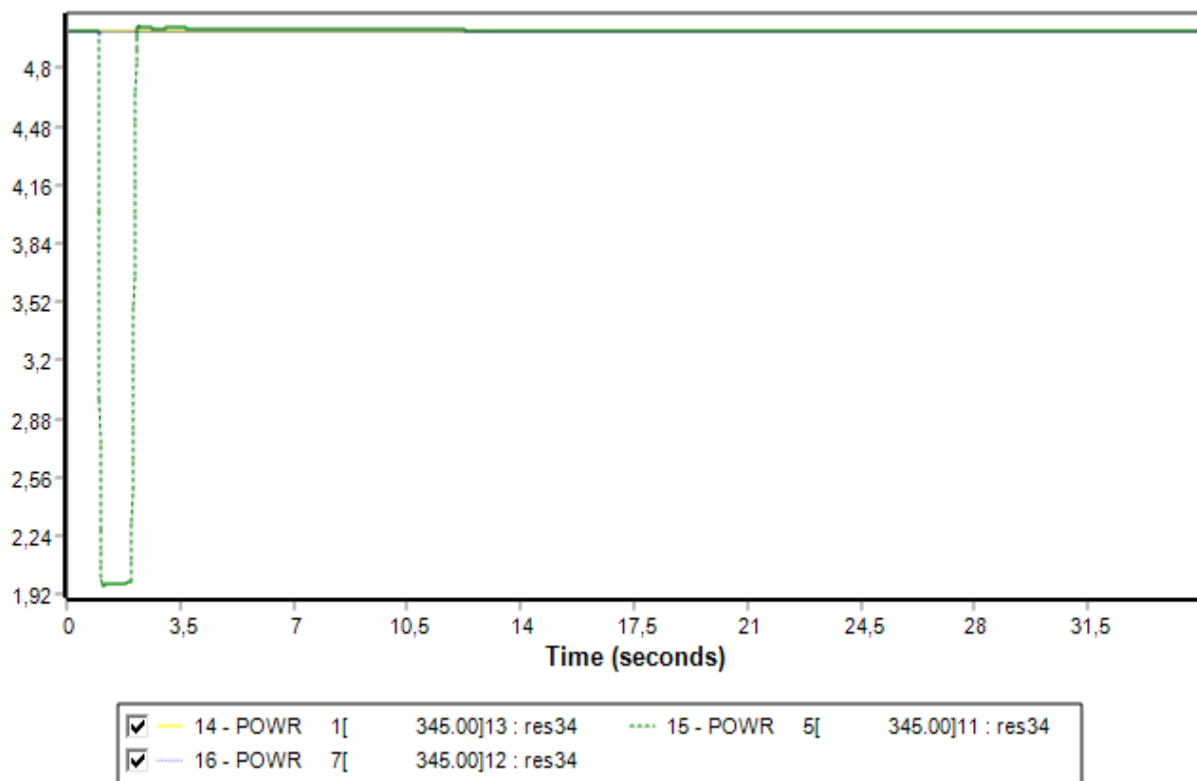


Figura 35. Potencia activa Gen 1, 5 y 7 Sim 1

Se observa como la variación que se produce en la potencia generada en el bus 5 no afecta a los otros generadores renovables, siendo los generadores convencionales del sistema los encargados de aportar la potencia perdida por el generador 5, como puede observarse en la fig 36:

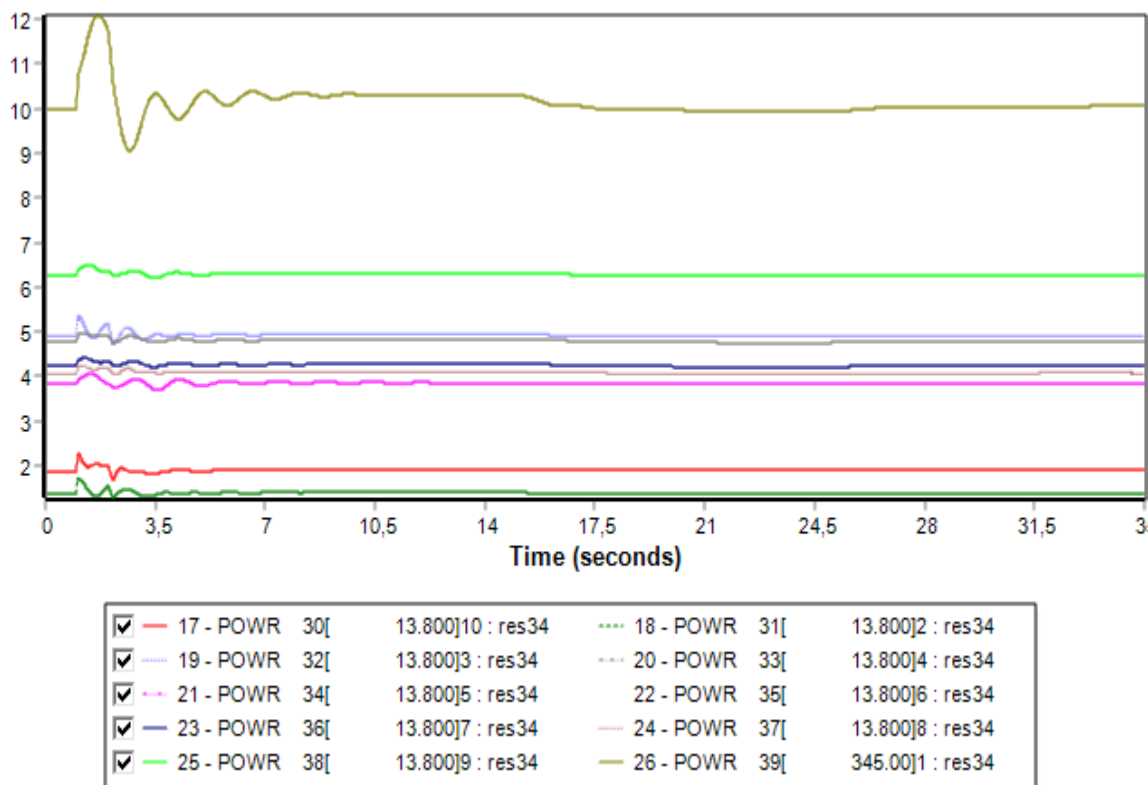


Figura 36. Potencia activa Gen convencionales Sim 1

A continuación, se muestra la fig 37 con la evolución de la potencia reactiva y la fig 38 con la evolución de la tensión en los generadores 1, 5 7:

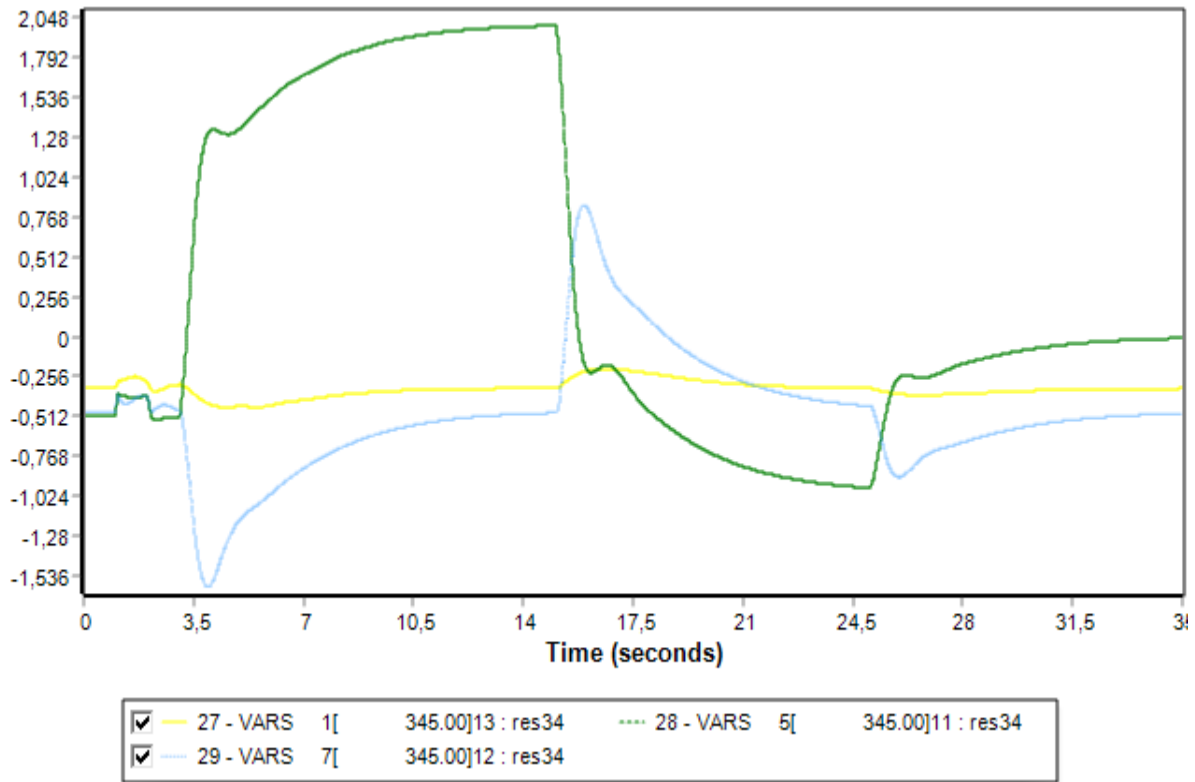


Figura 37. Potencia reactiva Gen 1, 5 y 7 Sim 1

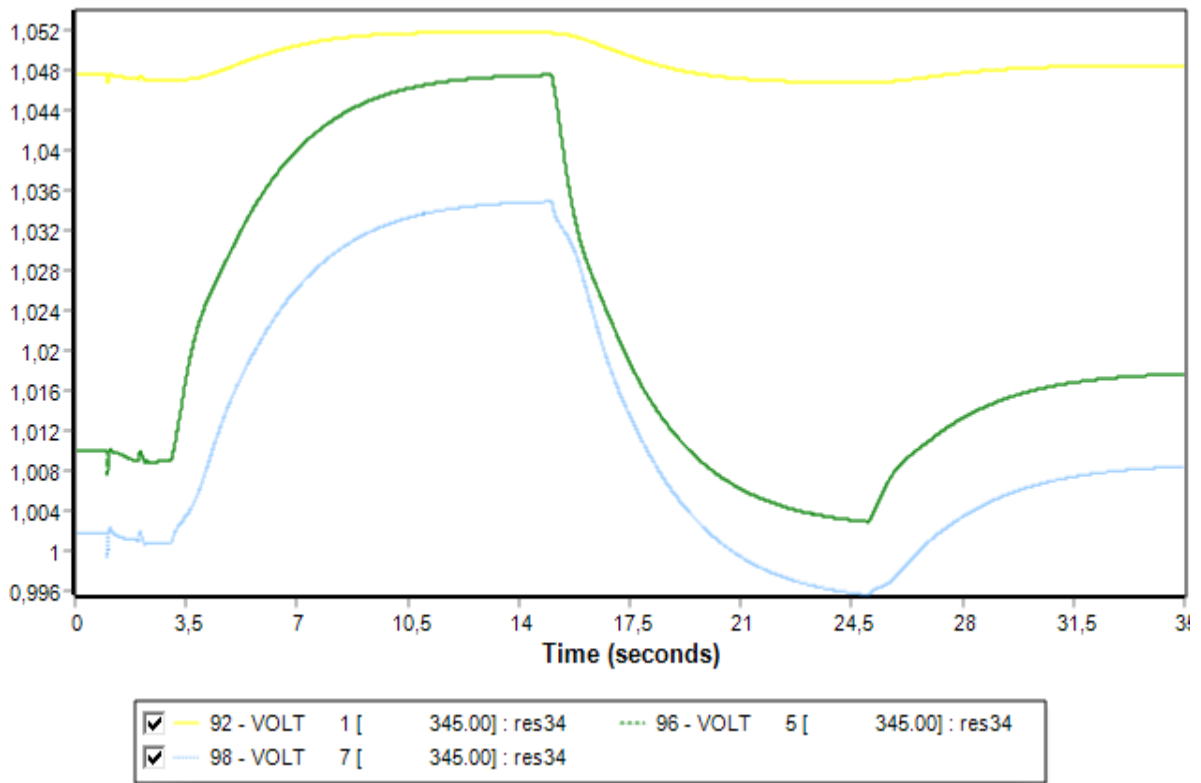


Figura 38. Tensión Gen 1, 5 y 7 Sim 1

En estas figuras se puede observar la interacción real que hay entre los generadores. Se muestra como cuando se produce el aumento de la potencia reactiva en el generador 5, se produce un aumento considerable en la tensión del bus 5, debido a que es dónde se aumenta la potencia reactiva, y en la tensión del bus 7, ya que el MIIF del bus 5 sobre el bus 7 es igual a 0,88, lo que indica que los cambios que se produzcan en el bus 5 afectarán de forma significativa al bus 7. Por el contrario, en el bus 1 se produce un cambio mucho menor, debido a que la interacción que tiene con el bus 5 es casi nula, siendo el MIIF del bus 5 sobre el bus 1 igual a 0,05. Lo mismo pasa cuando se disminuye la potencia reactiva en el generador 5 en el segundo 15, produciéndose cambios en la tensión del bus 7 mucho mayores que en el bus 1.

10.2.2 Simulación 2

Esta simulación dinámica se hará sobre el caso utilizado en la simulación 1, solo que se realizará con la línea del bus 8 al 9 abierta. Al realizar esta apertura, se producirá una disminución de la fortaleza en los buses 5 y 7 debido a que habrá una disminución de sus potencias de cortocircuito. Concretamente, en el bus 5 bajará de 7152 MVA a 5978 MVA, y en el bus 7 de 5852 MVA a 4701 MVA. Esta disminución de la fortaleza de la red en esos puntos, llevará a que la tensión en esos buses sea más sensible a las variaciones de potencia que se produzcan en el sistema.

Además, el valor del índice MIIF del bus 5 sobre el bus 6 también sufre un aumento al pasar de 0,88 a 0,96, por lo que la interacción entre los dos buses cuando se producen cambios en el generador 5 también tendría que aumentar.

A continuación, se procede a realizar la misma simulación dinámica del apartado 1, realizando cambios en la potencia activa y reactiva del generador 5. Se muestra la potencia activa de los tres generadores renovables en la fig 39:

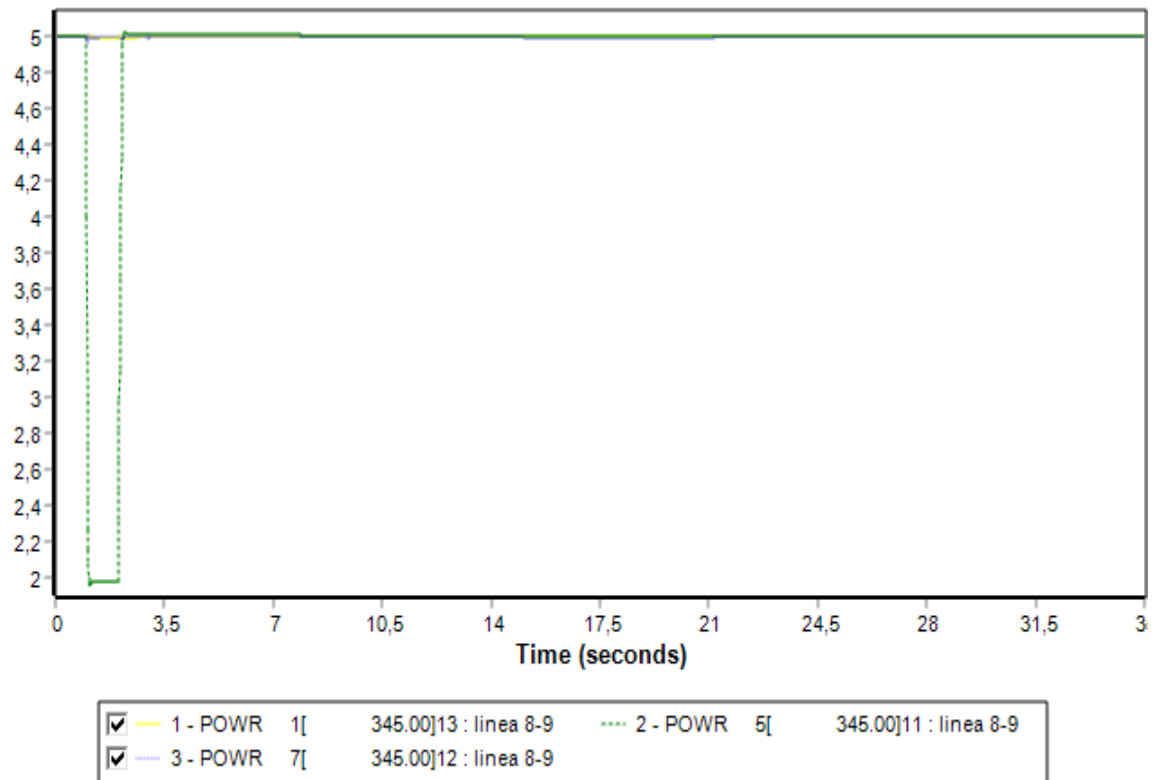


Figura 39. Potencia activa Gen 1, 5 y 7 Sim 2

Como puede observarse, el cambio que se produce sobre la simulación 1 no es significativo. En las figuras 40 y 41 se muestra las potencias reactivas y las tensiones de los generadores renovables:

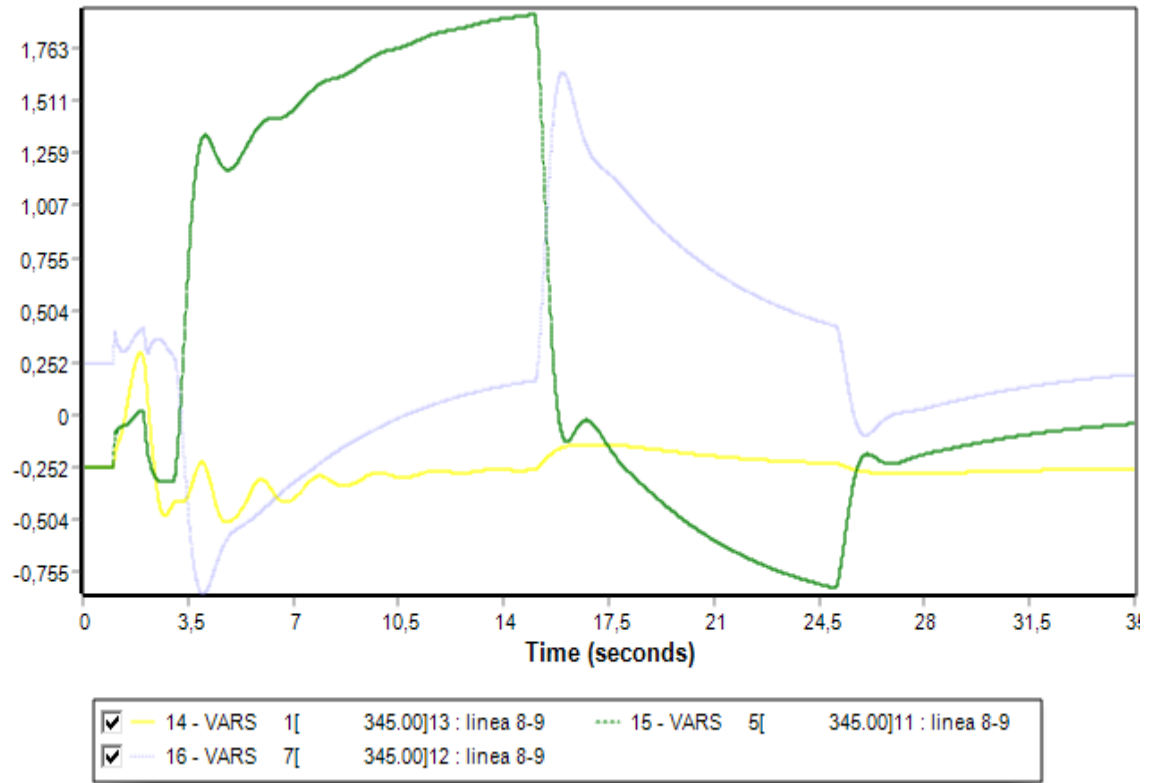


Figura 40. Potencia reactiva Gen 1, 5 y 7 Sim 2

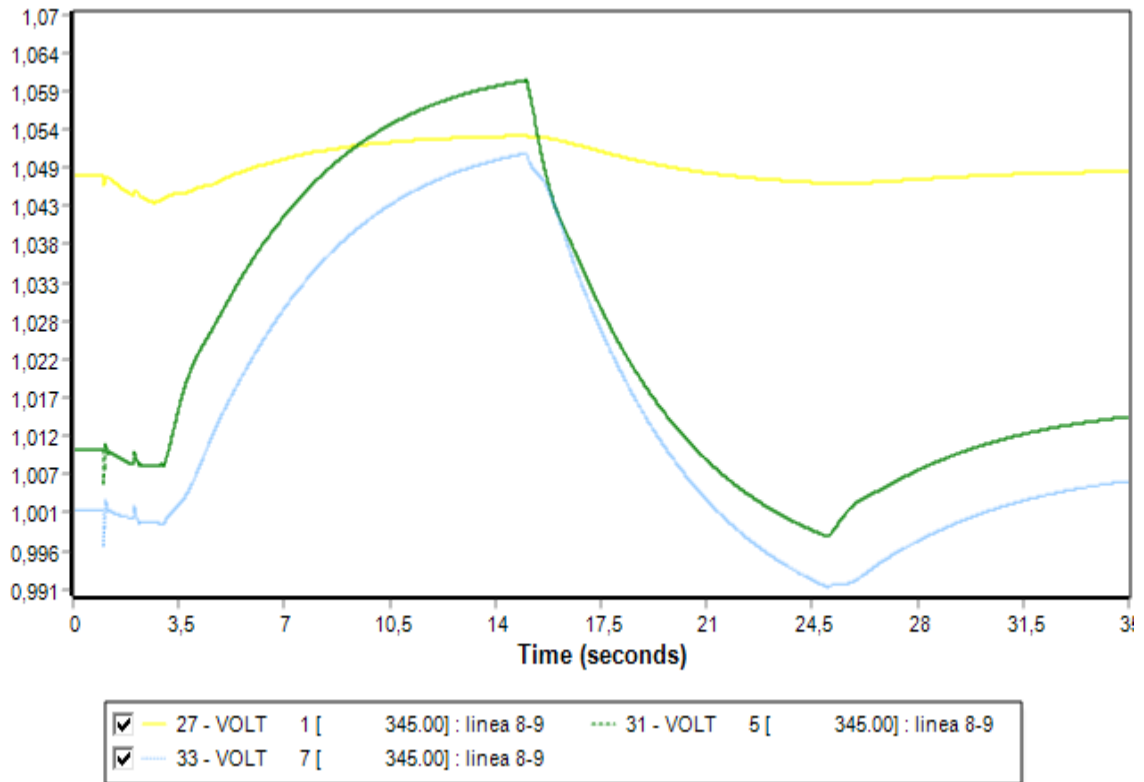


Figura 41. Tensión Gen 1, 5 y 7 Sim 2

En estas figuras se observa el mismo comportamiento que en el caso anterior, siendo las variaciones de tensión en el bus 5 mayores, ya que, como se dijo anteriormente, al disminuir su fortaleza se hace más sensible a los cambios en la potencia reactiva. También puede verse ese cambio en el bus 7, ya que, la subida en la inyección de potencia reactiva del generador 5 en el segundo 3 hace que se produzca un aumento de la tensión mayor que en la simulación 1, concretamente en la simulación 1 sube un 3,3 % y en esta simulación un 4,9 %. Además, en el generador 7 se produce también una mayor variación de la potencia reactiva. Estos aumentos en las variaciones de tensión y potencia reactiva del bus 7 se justifican también debido a la disminución que se produce en la fortaleza de la red en ese punto y al aumento del índice MIIF_{5,7}.

Por otro lado, en el bus 1 no se producen cambios significativos con respecto a la simulación 1. Esto es debido a que, aunque se haya producido la apertura de la línea 8-9, no se han producido casi cambios en su fortaleza, ya que la potencia de cortocircuito cambia de 5515 MVA a 5509 MVA, ni en su interacción con el bus 5, ya que el MIIF_{5,1} ha pasado de 0,051 a 0,0513.

10.2.3 Simulación 3

En esta última simulación todos los generadores renovables funcionarán al 50 %, por lo que cada uno de ellos inyectará a la red 500 MW. Además, se aplicará una falta primero en el bus 5 y después en el bus 1 para ver cómo afecta cada una de estas perturbaciones a los otros generadores eólicos. La duración de la falta en los dos casos será de 0,1 segundos con una impedancia de falta de 20 ohmios.

Como en las simulaciones 1 y 2, para cubrir la demanda del sistema se reduce de forma proporcional la generación del resto de generadores en la misma cantidad. En las figuras 42, 43 y 44 se presentan la potencia activa, la potencia reactiva y la tensión de los tres generadores:

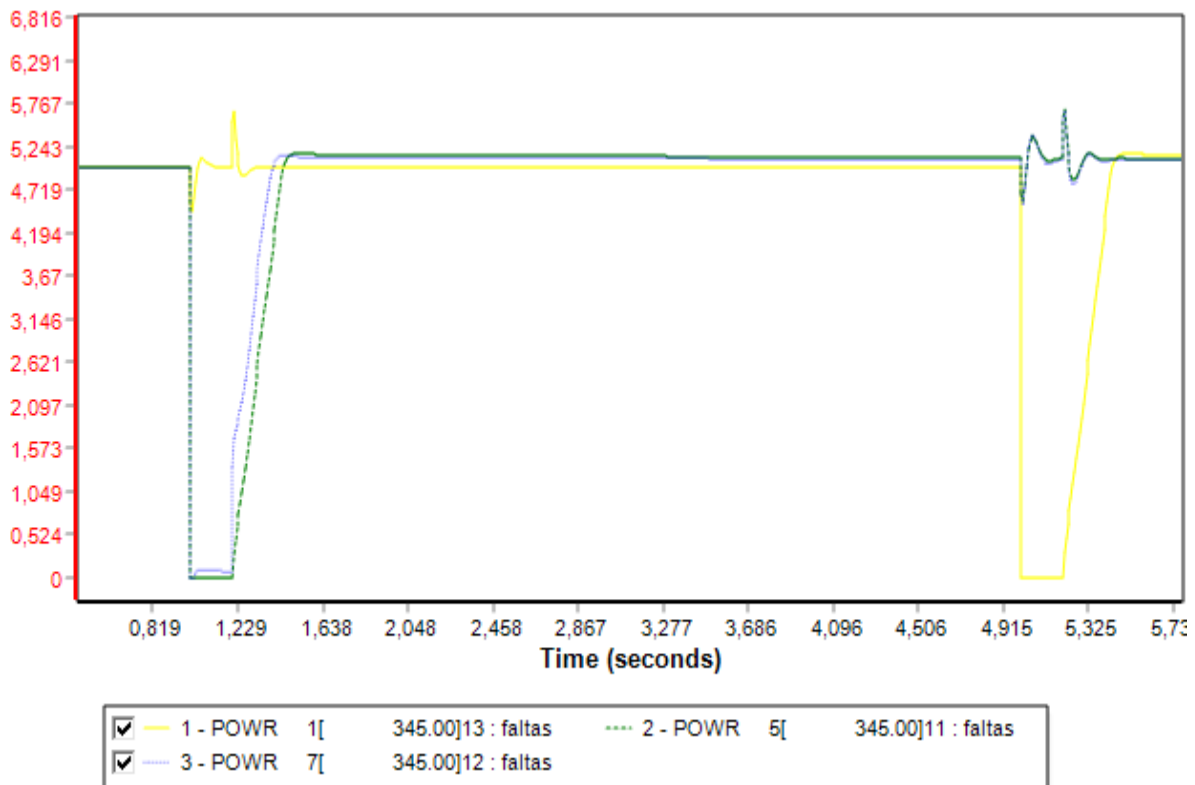


Figura 42. Potencia activa Gen 1, 5 y 7 Sim 3

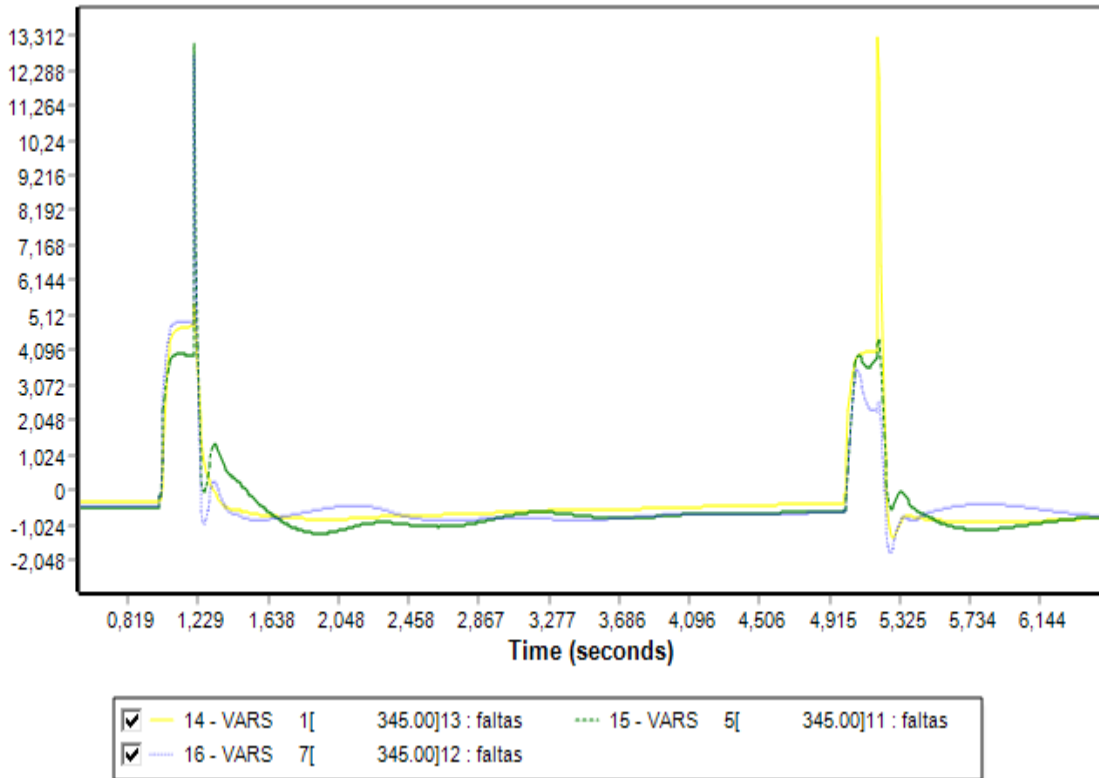


Figura 43. Potencia reactiva Gen 1, 5 y 7 Sim 3

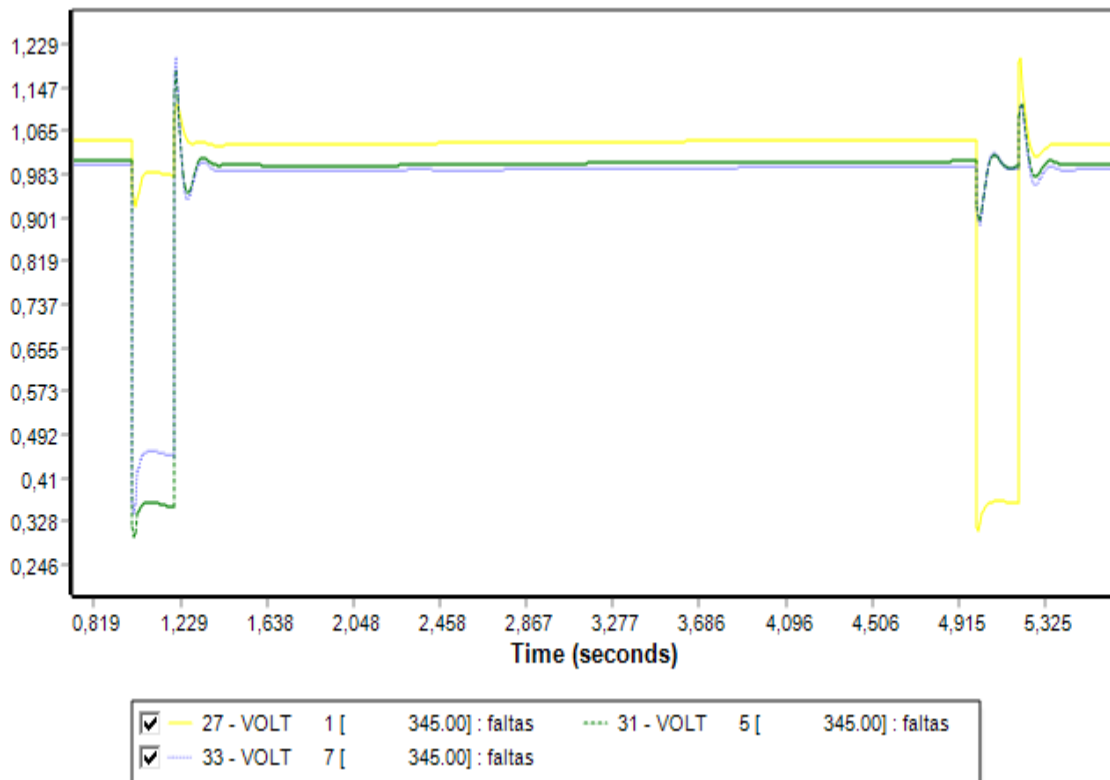


Figura 44. Tensión Gen 1, 5 y 7 Sim 3

Como puede observarse, en esta simulación también se demuestra la elevada interacción que existe entre los buses 5 y 7, así como la casi nula interacción entre el bus 5 y el bus 1. También, gracias a la aplicación de la falta en el bus 1, se puede comprobar como la influencia que tiene el generador 1 en los otros dos generadores renovables también es casi nula, comprobándose la veracidad de los índices $MIF_{1,5}$ y $MIF_{1,7}$, cuyos valores son despreciables (0,036 y 0,033 respectivamente).

11 Descripción de Tareas.

Se presenta a continuación la planificación del presente TFM. El trabajo se ha desglosado en tres fases principales, las cuales serán la fase de trabajos previos, la fase práctica y la fase de redacción de la memoria. Estas a su vez se dividirán en diferentes tareas:

- **F.1 Fase de trabajos previos**

- F.1.1 Búsqueda de información

- Búsqueda de referencias bibliográficas relacionadas con el TFM, metodología actual y propuesta para el cálculo de la capacidad máxima de conexión, índices usados para determinar la fortaleza de red, posibles programas software a utilizar, etc.

- Duración: 25 días.

- F.1.2 Manejo de la herramienta software

- Aprendizaje manejo de la herramienta software PSS/E. Se aprenderá a crear un nuevo proyecto, a la realización de flujos de carga, cálculos de cortocircuito, etc. También a la realización de simulaciones dinámicas.

- Duración: 25 días.

- F.1.3 Definición de las partes del proyecto

- Se procederá a asimilar y ordenar toda la información encontrada. También, se irán definiendo todos los apartados del proyecto como la estructura del estado del arte, la metodología a seguir, etc.

- Duración: 18 días

- **F.2 Fase práctica**

- F.2.1 Creación del caso base

- Creación e introducción de los respectivos datos del caso base IEEE 39 bus system, incluyéndose también los datos necesarios de los modelos de los generadores para la realización de las simulaciones dinámicas.

- Duración: 10 días.

- F.2.2 Realización de la metodología

-Se lleva a cabo la metodología presentada en el estado del arte para obtener la máxima capacidad de conexión de un nuevo MPE a la red. Se utiliza la aplicación software PSS/E para la obtención de los parámetros necesarios para realizar los cálculos.

-Duración: 30 días.

F.2.3 Simulaciones dinámicas

-Se realiza las correspondientes simulaciones dinámicas para la comprobación del efecto de la nueva generación renovable conectada a la red.

- Duración: 15 días.

- **F.3 Fase de redacción de la memoria**

F.3.1 Redacción de la memoria

-Redacción de la memoria final a entregar.

-Duración: 40 días.

Cabe recordar que todas estas tareas serán supervisadas por la directora del TFM (Ingeniero Superior).

A continuación, se presenta la tabla 29 con los diferentes hitos y reuniones que se deben cumplir a lo largo de la realización del TFM. Con todos estos hitos y reuniones se pretende comprobar que los objetivos marcados para el trabajo se van cumpliendo y redefinir partes de este a medida que va evolucionando.

Nombre	Descripción
H1 Inicio del TFM	Marca el comienzo del trabajo.
R1 Reunión con la directora	Se perfila por donde puede ir el trabajo y la lectura de diferentes artículos.
H2 Definición del proyecto	Se marcan las guías del proyecto.
R2 Reunión con la directora	Se comprueba que la estructura del proyecto es correcta.
H3 Ampliación de información	Se completa la información recopilada y se hace una síntesis de ella.
R3 Reunión con la directora	Se comenta la información recopilada y los siguientes pasos.
H4 Modelo base	Se crea el caso base en la herramienta software de simulación.
R4 Reunión con la directora	Se muestra el modelo a la directora y se establecen posibles mejoras y como llevar a cabo la metodología de cálculo.
H5 Calculo capacidad	Se realiza el cálculo de la capacidad máxima de conexión de los buses del sistema en diferentes condiciones.
R5 Reunión con la directora	Se muestran los resultados obtenidos y se definen las simulaciones dinámicas a realizar
H6 Simulaciones	Se realizan las simulaciones dinámicas.
R6 Reunión con la directora	Se muestran y se discuten los resultados obtenidos.
H7 Fin del TFM	Se finaliza la memoria y está lista para entregar.

Tabla 28. Hitos y reuniones.

12 Presupuesto

En este apartado se presentará el presupuesto con los gastos del presente TFM.

Primero se mostrará la tabla 29 para mostrar el cálculo seguido de las amortizaciones para obtener el coste unitario utilizado en el presupuesto:

	Precio de la adquisición (€)	Vida útil (h)	Coste unitario (€/h)
Ordenador	600	7500	0,08
Licencia PSS/E	0	-	0
Licencia Office	80	8760	0,00913242

Tabla 29. Amortizaciones

A continuación, se presenta un desglose del presupuesto del proyecto:

Concepto	Unidades	Nº de unidades	Coste unitario	Coste
HORAS INTERNAS				21.300,00 €
Ingeniero Superior	h	80	60 €	4.800,00 €
Ingeniero graduado	h	550	30 €	16.500,00 €
AMORTIZACIONES				41,83 €
Ordenador	h	500	0,08 €	40,00 €
Licencia Office	h	200	0,00913	1,83 €
Licencia PSS/E	h	270	0 €	0,00 €
GASTOS				40,00 €
Material de oficina				40,00 €
Fuentes de información				0 €
SUBCONTRATACIONES				- €
SUBTOTAL 1				21.381,83 €
Costes indirectos	4%			855,27 €
TOTAL				22.237,10 €

Tabla 30. Presupuesto

En el presente TFM no ha hecho falta la adquisición de licencia del software de simulación PSS/E ya que se con la demo gratuita es suficiente para realizarlo. Tampoco ha hecho falta la realización de ninguna subcontratación. El mayor gasto del proyecto se presenta, como era previsible, en las horas internas. En el siguiente gráfico se presenta forma más clara el desglose de gastos.



Figura 45. Desglose gastos

13 Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones extraídas de la realización del presente trabajo.

En primer lugar, se confirma que la actual metodología de cálculo de la capacidad máxima de conexión de un nuevo MPE basado en el criterio de 1/20 de la potencia de cortocircuito está obsoleta, ya que no está ligada a las capacidades de funcionamiento real de los MPE actuales, además de no ser un criterio zonal, no teniendo en cuenta la posible interacción entre MPE cercanos.

Se comprueba que la nueva metodología propuesta por REE y el grupo de trabajo “Revisión criterio 1/20 Scc” es de aplicación sencilla y sistemática. Esto se consigue gracias a la elección del índice WSCR para el cálculo de la capacidad máxima de conexión, ya que este índice permite realizar estos cálculos de forma sencilla, y del índice MIIF para el cálculo de la interacción real que existe entre nudos cercanos.

Mediante la aplicación de esta nueva metodología en el caso base IEEE 39 Bus System, se comprueba la gran afectación que tiene para el cálculo de esta capacidad máxima de conexión el valor elegido del MIIF umbral ya que, cuanto menor sea este valor, mayor será el número de bolsas de nudos formadas y mayor el número de nudos que contienen esas bolsas, teniendo que contar entonces con las potencias de cortocircuito de todos los nudos contenidos en la bolsa para el cálculo de la capacidad máxima de conexión, lo que hará que esta se reduzca de forma considerable.

Por último, mediante la realización de las simulaciones dinámicas añadiendo plantas eólicas al sistema se justifica la veracidad de los valores calculados del índice MIIF, comprobándose la gran interacción que existe entre los generadores renovables con un MIIF alto y la casi nula interacción entre los generadores renovables con un MIIF más bajo.

Además, se comprueba como el valor umbral MIIF propuesto por REE de 0,95 es un valor demasiado alto, ya que en las simulaciones dinámicas se observa la gran afectación que tienen las perturbaciones provocadas en un generador renovable sobre otro cuyo MIIF es 0,88.

En conclusión, esta nueva metodología permite el cálculo de la capacidad máxima de conexión de una forma sencilla y teniendo en cuenta la interacción real entre los diferentes nudos del sistema, aunque el valor umbral MIIF para la formación de las bolsas de nudos debería ajustarse mejor para no despreciar posibles interacciones entre nudos que pudieran afectar a la estabilidad del sistema.

14 Bibliografía

[1] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Resumen del Plan de Energías Renovables 2011-2020. 2011

[2] Ministerio para la Transición Ecológica. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. 2020.

[3] REE. Propuesta de criterio para el cálculo de la capacidad de acceso de MPE ligado a la potencia de cortocircuito. 2019.

[4] PowerWorld Corporation. <https://www.powerworld.com/company/history>.

[5] DigSILENT GmbH. <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.

[6] SIEMENS. <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-e.html>.

[7] 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.

[8] Z. Chen. Issues of Connecting Wind Farms into Power Systems. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China 2005.

[9] Dozein, Mehdi Ghazavi. System Strength and Weak Grids: Fundamentals, Challenges, and Mitigation Strategies. Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). 2018.

[10] Carbajo Josa, Alberto. La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Documento de trabajo 176. 2012.

[11] CIGRE. Control de tensión y LVRT en sistema de generación eólica usando generadores de inducción doblemente alimentados. 2014.

[12] CIGRE. Grid Integration of Wind Generation, Working Group C6.08. 2011.

[13] NERC. Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems, NERC diciembre 2017. 2017

[14] CIGRE. Connection of wind farms to weak AC networks B4.62. 2016.

[15] REE. <https://www.ree.es/es/actividades/planificacion-electrica/nueva->

planificacion-de-la-red. 2019.

[16] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Planificación Energética, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020. 2015.

[17] REE. Red Eléctrica y la integración de renovables. 2019.

[18] REE. *Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español*. 1995.

[19] REE. *Guía descriptiva del Procedimiento de Acceso a la Red*. 2020.

[20] REE. Guía descriptiva del Procedimiento de Conexión a la Red. 2017.

[21] REE. *Guía descriptiva del Procedimiento de Puesta en Servicio*. 2018.

[22] Gangui, Yan, Yuru, Cai y Qi, Jia. Stability analysis and operation control of photovoltaic generation system connected to weak grid. IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). 2017.

[23] John Schmall, Shun-Hsien Huang, Ying Li, Jeffery Billo, José Conto, Yang Zhang. Voltage Stability of Large-Scale Wind Plants Integrated in Weak Networks: An ERCOT Case Study. IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2015.

[24] 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.

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

[26] GE Energy Consulting. Minnesota Renewable Energy Integration and Transmission Study. 2014.

[27] CIGRE. Systems with multiple DC infeed, Working Group B4.41. 2008.

[28] 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.

[29] Dohyuk Kim, Byongjun Lee. Impact of Renewable Energy Sources on AC System Strength Using Inverter Interaction Level. IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). 2019.

[30] REE. Términos de Referencia Grupo de Trabajo “Revisión criterio 1/20 Scc” (GT_Scc). 2018.

[31] REE. <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio/capacidad-de-conexion-horizonte-2020>. [En línea] 2020.

[32] REE. Conclusiones del GT_Scc. 2019.

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

[34] Ledesma, Pablo. http://electrica.uc3m.es/pablolle/new_england.html.

[35] N. Jenkins, J.B. Ekanayake, G. Strbac, B.J. Cory, B.M. Weedy. Electric Power Systems. WILEY. 1967.

[36] Christian Ekstrand, Farsad Mansori. Stability Related Issues for High Wind Power Penetration. Linnaeus University. 2020.

[37] Bada, Carolina, Lorgia, Riva y Álvez, Pedro. Efectos de la generación eólica frente al manejo de contingencias en el sistema interconectado uruguayo. 2016.

15 Anexos

15.1 Diagramas de bloques generadores convencionales

A continuación, se procede a mostrar los diagramas de bloques de los generadores convencionales como ya se hizo con los generadores renovables. Primero se muestra el diagrama del Round Motor Generator Model (GENROU) :

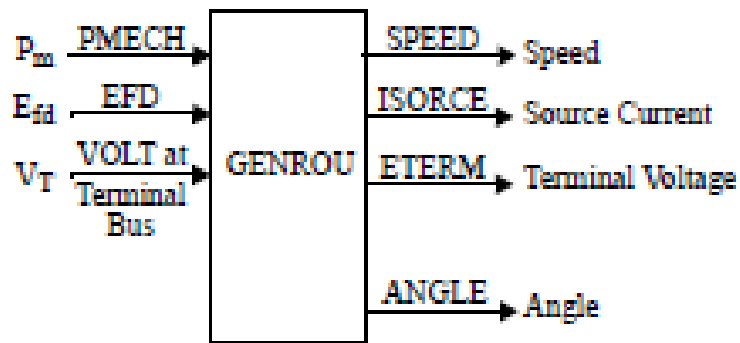


Figura 46. GENROU

Se presenta también el diagrama de bloques del modelo de la excitatriz IEEE Type DC1A Excitation System (ESDC1A):

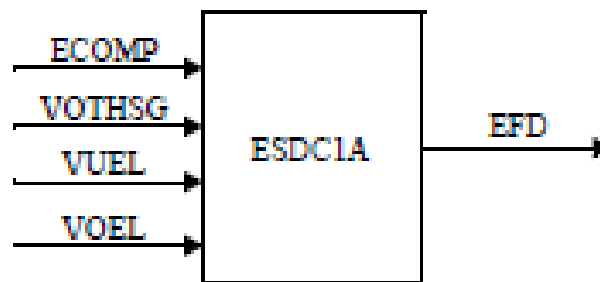


Figura 47. ESDC1A

Y, finalmente, se presentan el diagrama de bloques de los reguladores de velocidad Steam Turbine-Governor (TGOV) y HYGOV:

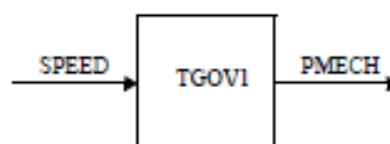


Figura 48. TGOV y HYGOV

15.2 RAW caso original

0, 100.00, 33, 0, 1, 50.00 / PSS(R)E 34

NEW ENGLAND TEST SYSTEM, 39 BUSES, 9 GENERATORS

1,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.04761,	-
8.4942,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
2,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.04940,	-
5.8185,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
3,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.03174,	-
8.6618,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
4,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.00716,	-
9.6697,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
5,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.00998,	-
8.6857,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
6,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01266,	-
8.0309,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
7,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.00166,	-
10.1837,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
8,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.00048,	-
10.6702,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
9,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.03007,	-
10.3740,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
10,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.02027,	-
5.5180,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
11,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01644,	-
6.3729,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
12,'	'	69.0000,1,	1,	1,	1,1.00365,	-
6.3307,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
13,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01738,	-
6.1838,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
14,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01459,	-
7.7312,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
15,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01698,	-

7.8047,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

16,' , 345.0000,1, 1, 1, 1,1.03280, -
6.2572,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

17,' , 345.0000,1, 1, 1, 1,1.03465, -
7.3674,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

18,' , 345.0000,1, 1, 1, 1,1.03221, -
8.2880,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

19,' , 345.0000,1, 1, 1, 1,1.05024, -
1.0964,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

20,' , 69.0000,1, 1, 1, 1,0.99138, -
2.0873,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

21,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.03248, -
3.8532,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

22,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.05018,
0.5920,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

23,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.04519,
0.3938,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

24,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.03824, -
6.1376,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

25,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.05807, -
4.4242,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

26,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.05270, -
5.5899,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

27,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.03859, -
7.5584,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

28,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.05044, -
2.0799,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

29,' , 345.0000,1, 1, 2, 1,1.05016,
0.6784,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

30,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.04750, -
3.4002,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

31,' , 13.8000,3, 1, 2, 1,0.98200,
0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

32,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,0.98310,
2.4535,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

33,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,0.99720,

4.1202,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

34,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.01230,
3.1019,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

35,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.04930,
5.5519,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

36,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.06350,
8.2441,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

37,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.02780,
2.3578,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

38,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.02650,
7.7409,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

39,' , 345.0000,2, 1, 1, 1,1.03000, -
10.1045,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

0 /End of Bus data, Begin Load data

1,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 2,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 3,'1 ',1, 1, 1, 322.000, 2.400, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 4,'1 ',1, 1, 1, 500.000, 184.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 5,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 6,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 7,'1 ',1, 1, 1, 233.800, 84.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 8,'1 ',1, 1, 1, 522.000, 176.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 9,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 10,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 11,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 12,'1 ',1, 1, 1, 7.500, 88.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 13,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 14,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 15,'1 ',1, 1, 1, 320.000, 153.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 16,'1 ',1, 1, 1, 329.400, 32.300, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

17,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
18,'1',1, 1, 1, 158.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
19,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
20,'1',1, 1, 1, 628.000, 103.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
21,'1',1, 1, 1, 274.000, 115.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
22,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
23,'1',1, 1, 1, 247.500, 84.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
24,'1',1, 1, 1, 308.600, -92.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
25,'1',1, 1, 1, 224.000, 47.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
26,'1',1, 1, 1, 139.000, 17.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
27,'1',1, 1, 1, 281.000, 75.500, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
28,'1',1, 1, 1, 206.000, 27.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
29,'1',1, 1, 1, 283.500, 26.900, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
31,'1',1, 1, 1, 9.200, 4.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
39,'1',1, 1, 1, 1104.000, 250.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

0 /End of Load data, Begin Fixed shunt data

0 /End of Fixed shunt data, Begin Generator data

30,'10', 250.000, 142.430, 200.000, -500.000,1.04750, 0, 1290.000, 1.40000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

31,'2', 521.043, 234.125, 350.000, -500.000,0.98200, 0, 574.000, 2.70000E-2, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

32,'3', 650.000, 190.675, 250.000, -500.000,0.98310, 0, 753.000, 3.86000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

33,'4', 632.000, 107.440, 150.000, -500.000,0.99720, 0, 917.000, 2.22000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

34,'5', 508.000, 164.621, 200.000, -300.000,1.01230, 0, 303.000,
--

1.40000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

35,'6 ', 650.000, 209.644, 250.000, -500.000,1.04930, 0, 800.000, 6.15000E-2, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

36,'7 ', 560.000, 99.605, 150.000, -500.000,1.06350, 0, 816.000, 2.68000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

37,'8 ', 540.000, -1.732, 50.000, -500.000,1.02780, 0, 702.000, 6.86000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

38,'9 ', 830.000, 21.425, 50.000, -500.000,1.02650, 0, 702.000, 3.00000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

39,'1 ', 1000.000, 79.624, 200.000, -1000.000,1.03000, 0, 6667.000, 1.00000E-3, 2.00000E-2, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

0 /End of Generator data, Begin Branch data

1, 2,'1 ', 3.50000E-3, 4.11000E-2, 0.69870, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

1, 39,'1 ', 1.00000E-3, 2.50000E-2, 0.75000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

2, 3,'1 ', 1.30000E-3, 1.51000E-2, 0.25720, 1200.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

2, 25,'1 ', 7.00000E-3, 8.60000E-3, 0.14600, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

3, 4,'1 ', 1.30000E-3, 2.13000E-2, 0.22140, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

3, 18,'1 ', 1.10000E-3, 1.33000E-2, 0.21380, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

4, 5,'1 ', 8.00000E-4, 1.28000E-2, 0.13420, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

4, 14,'1 ', 8.00000E-4, 1.29000E-2, 0.13820, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

5, 6,'1 ', 2.00000E-4, 2.60000E-3, 0.04340, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,2, 0.00, 1,1.0000

5, 8,'1 ', 8.00000E-4, 1.12000E-2, 0.14760, 1000.00, 0.00, 0.00,

0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
6,	7,'1 '	6.00000E-4,	9.20000E-3,	0.11300,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
6,	11,'1 '	7.00000E-4,	8.20000E-3,	0.13890,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
7,	8,'1 '	4.00000E-4,	4.60000E-3,	0.07800,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
8,	9,'1 '	2.30000E-3,	3.63000E-2,	0.38040,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
9,	39,'1 '	1.00000E-3,	2.50000E-2,	1.20000,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
10,	11,'1 '	4.00000E-4,	4.30000E-3,	0.07290,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
10,	13,'1 '	4.00000E-4,	4.30000E-3,	0.07290,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
13,	14,'1 '	9.00000E-4,	1.01000E-2,	0.17230,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
14,	15,'1 '	1.80000E-3,	2.17000E-2,	0.36600,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
15,	16,'1 '	9.00000E-4,	9.40000E-3,	0.17100,	1200.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	17,'1 '	7.00000E-4,	8.90000E-3,	0.13420,	1200.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	19,'1 '	1.60000E-3,	1.95000E-2,	0.30400,	1200.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	21,'1 '	8.00000E-4,	1.35000E-2,	0.25480,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	24,'1 '	3.00000E-4,	5.90000E-3,	0.06800,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
17,	18,'1 '	7.00000E-4,	8.20000E-3,	0.13190,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
17,	27,'1 '	1.30000E-3,	1.73000E-2,	0.32160,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
21,	22,'1 '	8.00000E-4,	1.40000E-2,	0.25650,	1200.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
22,	23,'1 '	6.00000E-4,	9.60000E-3,	0.18460,	1000.00,	0.00,	0.00,	

0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

23, 24,'1 ', 2.20000E-3, 3.50000E-2, 0.36100, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

25, 26,'1 ', 3.20000E-3, 3.23000E-2, 0.51300, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

26, 27,'1 ', 1.40000E-3, 1.47000E-2, 0.23960, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

26, 28,'1 ', 4.30000E-3, 4.74000E-2, 0.78020, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

26, 29,'1 ', 5.70000E-3, 6.25000E-2, 1.02900, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

28, 29,'1 ', 1.40000E-3, 1.51000E-2, 0.24900, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

0 /End of Branch data, Begin Transformer data

2, 30, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 1.81000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

6, 31, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 2.50000E-2, 100.00

1.08571, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 1, 6, 1.20000, 0.80000,
1.17000, 0.98000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

10, 32, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 2.00000E-2, 100.00

1.07000, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

12, 11, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

1.60000E-3, 4.35000E-2, 100.00

1.00600, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

12, 13, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

1.60000E-3, 4.35000E-2, 100.00

1.00600, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

19, 20, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

7.00000E-4, 1.38000E-2, 100.00

1.06000, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

19, 33, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

7.00000E-4, 1.42000E-2, 100.00

1.07000, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

20, 34, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

9.00000E-4, 1.80000E-2, 100.00

1.00900, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

22, 35, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 1.43000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

23, 36, 0,'1 ','1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

5.00000E-4, 2.72000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

25, 37, 0,'1 ','1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

6.00000E-4, 2.32000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

29, 38, 0,'1 ','1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

8.00000E-4, 1.56000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

0 /End of Transformer data, Begin Area interchange data

0 /End of Area interchange data, Begin Two-terminal dc line data

0 /End of Two-terminal dc line data, Begin VSC dc line data

0 /End of VSC dc line data, Begin Impedance correction table data

0 /End of Impedance correction table data, Begin Multi-terminal dc line data

0 /End of Multi-terminal dc line data, Begin Multi-section line data

0 /End of Multi-section line data, Begin Zone data

0 /End of Zone data, Begin Inter-area transfer data

0 /End of Inter-area transfer data, Begin Owner data

0 /End of Owner data, Begin FACTS device data

0 /End of FACTS device data, Begin Switched shunt data

0 /End of Switched shunt data, Begin GNE device data

0 /End of GNE device data, Begin Induction machine data

0 /End of Induction machine data

Q

15.3 RAW con generación renovable

0, 100.00, 33, 0, 1, 50.00 / PSS(R)E-34

NEW ENGLAND TEST SYSTEM, 39 BUSES, 9 GENERATORS

1,'	'	345.0000,2,	1,	1,	1,1.04760,	
2.6689,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
2,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.05372,	-
3.8472,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
3,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.03449,	-
7.2531,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
4,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.00740,	-
5.8412,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
5,'	'	345.0000,2,	1,	1,	1,1.01000,	-
2.1723,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
6,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01326,	-
1.9883,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
7,'	'	345.0000,2,	1,	1,	1,1.00170,	-
2.1414,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
8,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.00053,	-
2.9398,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
9,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.03000,	-
1.1684,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
10,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.02101,	-
1.6562,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
11,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01737,	-
1.7976,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
12,'	'	69.0000,1,	1,	1,	1,1.00434,	-
2.2778,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
13,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01785,	-
2.6532,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
14,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.01509,	-
5.1027,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						

15,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.02033,	-
9.1053,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
16,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.03763,	-
9.2373,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
17,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.03841,	-
9.1839,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
18,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.03555,	-
8.8741,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
19,'	'	345.0000,1,	1,	1,	1,1.05352,	-
6.9461,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
20,'	'	69.0000,1,	1,	1,	1,0.99370,	-
8.9188,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
21,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.03827,	-
8.1027,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
22,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.05458,	-
4.9728,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
23,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.05009,	-
5.2463,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
24,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.04370,	-
9.4950,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
25,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.05029,	-
4.0683,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
26,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.05341,	-
8.0183,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
27,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.04085,	-
9.7048,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
28,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.05434,	-
6.9880,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
29,'	'	345.0000,1,	1,	2,	1,1.05381,	-
5.0341,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
30,'	'	13.8000,2,	1,	2,	1,1.04750,	-
2.0274,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
31,'	'	13.8000,3,	1,	2,	1,0.98200,	-
0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						
32,'	'	13.8000,2,	1,	2,	1,0.98310,	-
4.3554,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000						

33,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,0.99720, -
3.0184,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

34,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.01230, -
5.0208,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

35,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.04930, -
1.2421,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

36,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.06350,
0.6530,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

37,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.02780,
1.0824,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

38,' , 13.8000,2, 1, 2, 1,1.02650,
0.2920,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

39,' , 345.0000,2, 1, 1, 1,1.03000,
0.0868,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA

1,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

2,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

3,'1 ',1, 1, 1, 322.000, 2.400, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

4,'1 ',1, 1, 1, 500.000, 184.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

5,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

6,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

7,'1 ',1, 1, 1, 233.800, 84.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

8,'1 ',1, 1, 1, 522.000, 176.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

9,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

10,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

11,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

12,'1 ',1, 1, 1, 7.500, 88.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

13,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

14,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

15,'1 ',1, 1, 1, 320.000, 153.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000,
1,1,0

16,'1 ',1, 1, 1, 329.400, 32.300, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

17,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 18,'1',1, 1, 1, 158.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 19,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 20,'1',1, 1, 1, 628.000, 103.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 21,'1',1, 1, 1, 274.000, 115.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 22,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 23,'1',1, 1, 1, 247.500, 84.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 24,'1',1, 1, 1, 308.600, -92.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 25,'1',1, 1, 1, 224.000, 47.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 26,'1',1, 1, 1, 139.000, 17.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 27,'1',1, 1, 1, 281.000, 75.500, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 28,'1',1, 1, 1, 206.000, 27.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 29,'1',1, 1, 1, 283.500, 26.900, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 31,'1',1, 1, 1, 9.200, 4.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
 39,'1',1, 1, 1, 1104.000, 250.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0

0 / END OF LOAD DATA, BEGIN FIXED SHUNT DATA

0 / END OF FIXED SHUNT DATA, BEGIN GENERATOR DATA

1,'13', 500.000, -33.285, 470.000, -470.000,1.04760, 0, 1000.000,
 0.00000E+0, 9.99000E+2, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 1000.000,
 0.000, 1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0,1, 1.0000
 5,'11', 500.000, -50.358, 470.000, -470.000,1.01000, 0, 1000.000,
 0.00000E+0, 9.99000E+2, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 1000.000,
 0.000, 1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0,1, 1.0000
 7,'12', 500.000, -47.816, 470.000, -470.000,1.00170, 0, 1000.000,
 0.00000E+0, 9.99000E+2, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 1000.000,
 0.000, 1,1.0000, 0, 1.0, 0, 1.0, 0, 1.0,1, 1.0000
 30,'10', 188.935, 115.735, 200.000, -500.000,1.04750, 0, 1290.000,
 1.40000E-3, 8.20000E-2, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900,
 0.000, 1,1.0000
 31,'2', 136.390, 198.226, 350.000, -500.000,0.98200, 0, 574.000,

2.70000E-2, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

32,'3 ', 491.232, 167.765, 250.000, -500.000,0.98310, 0, 753.000, 3.86000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

33,'4 ', 477.629, 81.207, 150.000, -500.000,0.99720, 0, 917.000, 2.22000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

34,'5 ', 383.917, 148.086, 200.000, -300.000,1.01230, 0, 400.000, 1.40000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

35,'6 ', 491.232, 165.991, 250.000, -500.000,1.04930, 0, 800.000, 6.15000E-2, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

36,'7 ', 423.215, 66.404, 150.000, -500.000,1.06350, 0, 816.000, 2.68000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

37,'8 ', 408.101, 21.608, 50.000, -500.000,1.02780, 0, 702.000, 6.86000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

38,'9 ', 627.266, -13.562, 50.000, -500.000,1.02650, 0, 702.000, 3.00000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

39,'1 ', 1000.000, 83.600, 200.000, -1000.000,1.03000, 0, 5000.000, 1.00000E-3, 2.00000E-1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000

0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA

1, 2,'1 ', 3.50000E-3, 4.11000E-2, 0.69870, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

1, 39,'1 ', 1.00000E-3, 2.50000E-2, 0.75000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

2, 3,'1 ', 1.30000E-3, 1.51000E-2, 0.25720, 1200.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

2, 25,'1 ', 7.00000E-3, 8.60000E-3, 0.14600, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

3, 4,'1 ', 1.30000E-3, 2.13000E-2, 0.22140, 1000.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

3, 18,'1 ', 1.10000E-3, 1.33000E-2, 0.21380, 1000.00, 0.00, 0.00,

0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
4,	5,'1 '	8.00000E-4,	1.28000E-2,	0.13420,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
4,	14,'1 '	8.00000E-4,	1.29000E-2,	0.13820,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
5,	6,'1 '	2.00000E-4,	2.60000E-3,	0.04340,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,2,	0.00,	1,1.0000		
5,	8,'1 '	8.00000E-4,	1.12000E-2,	0.14760,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
6,	7,'1 '	6.00000E-4,	9.20000E-3,	0.11300,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
6,	11,'1 '	7.00000E-4,	8.20000E-3,	0.13890,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
7,	8,'1 '	4.00000E-4,	4.60000E-3,	0.07800,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
8,	9,'1 '	2.30000E-3,	3.63000E-2,	0.38040,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
9,	39,'1 '	1.00000E-3,	2.50000E-2,	1.20000,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
10,	11,'1 '	4.00000E-4,	4.30000E-3,	0.07290,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
10,	13,'1 '	4.00000E-4,	4.30000E-3,	0.07290,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
13,	14,'1 '	9.00000E-4,	1.01000E-2,	0.17230,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
14,	15,'1 '	1.80000E-3,	2.17000E-2,	0.36600,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
15,	16,'1 '	9.00000E-4,	9.40000E-3,	0.17100,	1200.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	17,'1 '	7.00000E-4,	8.90000E-3,	0.13420,	1200.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	19,'1 '	1.60000E-3,	1.95000E-2,	0.30400,	1200.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	21,'1 '	8.00000E-4,	1.35000E-2,	0.25480,	1000.00,	0.00,	0.00,	
0.00000,	0.00000,	0.00000,	0.00000,	1,1,	0.00,	1,1.0000		
16,	24,'1 '	3.00000E-4,	5.90000E-3,	0.06800,	1000.00,	0.00,	0.00,	

0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

17, 18,'1 ', 7.00000E-4, 8.20000E-3, 0.13190, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

17, 27,'1 ', 1.30000E-3, 1.73000E-2, 0.32160, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

21, 22,'1 ', 8.00000E-4, 1.40000E-2, 0.25650, 1200.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

22, 23,'1 ', 6.00000E-4, 9.60000E-3, 0.18460, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

23, 24,'1 ', 2.20000E-3, 3.50000E-2, 0.36100, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

25, 26,'1 ', 3.20000E-3, 3.23000E-2, 0.51300, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

26, 27,'1 ', 1.40000E-3, 1.47000E-2, 0.23960, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

26, 28,'1 ', 4.30000E-3, 4.74000E-2, 0.78020, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

26, 29,'1 ', 5.70000E-3, 6.25000E-2, 1.02900, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

28, 29,'1 ', 1.40000E-3, 1.51000E-2, 0.24900, 1000.00, 0.00, 0.00,
0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000

0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA

2, 30, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 1.81000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

6, 31, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 2.50000E-2, 100.00

1.08571, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 1, 6, 1.20000, 0.80000,
1.17000, 0.98000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

10, 32, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

0.00000E+0, 2.00000E-2, 100.00

1.07000, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

12, 11, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

1.60000E-3, 4.35000E-2, 100.00

1.00600, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

12, 13, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

1.60000E-3, 4.35000E-2, 100.00

1.00600, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

19, 20, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

7.00000E-4, 1.38000E-2, 100.00

1.06000, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

19, 33, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

7.00000E-4, 1.42000E-2, 100.00

1.07000, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

20, 34, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '

9.00000E-4, 1.80000E-2, 100.00

1.00900, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

22, 35, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' ' '

0.00000E+0, 1.43000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

23, 36, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' ' '

5.00000E-4, 2.72000E-2, 100.00

1.00000, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

25, 37, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' ' '

6.00000E-4, 2.32000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1000.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

29, 38, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000,
0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' ' '

8.00000E-4, 1.56000E-2, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 1200.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000,
1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000

1.00000, 0.000

0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA

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

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

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

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

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

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

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

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

0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA

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

0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN GNE DATA

0 / END OF GNE DATA, BEGIN INDUCTION MACHINE DATA

0 / END OF INDUCTION MACHINE DATA

Q

15.4 DYR caso original

30 'GENROU' 10 10.200 0.30000E-01 0.20000 0.40000E-01

3.2550 0.0000 1.2900 0.89000 0.40000

0.10300 0.82000E-01 0.13000E-01 0.0000 0.0000 /

30 'ESDC1A' 10 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000

0.0000 5.0000 -5.0000 0.50000 0.50000E-01

0.50000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000

4.0000 0.90000 /

30 'HYGOV' 10 0.50000E-01 0.50000 5.0000 0.50000E-01

0.50000 0.16700 1.5000 0.0000 1.0000

1.2000 1.5000 0.80000E-01 /

31 'GENROU' 2 6.5600 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01

5.2800 0.0000 1.6930 1.6180 0.40000

0.96700 0.20000 0.35000E-01 0.0000 0.0000 /

31 'ESDC1A' 2 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000

0.0000 5.0000 -5.0000 0.50000 0.50000E-01

0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000

4.0000 0.90000 /

31 'TGOV1' 2 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.15200

1.2500 5.0000 0.0000 /

32 'GENROU' 3 5.7000 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01

4.7500 0.0000 1.8790 1.7850 0.40000

0.66000 0.20000 0.30000E-01 0.0000 0.0000 /

32 'ESDC1A' 3 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000

0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01

0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000

4.0000 0.90000 /

32 'TGOV1' 3 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.61000E-01

1.2500 5.0000 0.0000 /

33 'GENROU' 4 6.5900 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01

3.1170 0.0000 2.4030 2.3670 0.40000

1.5230 0.20000 0.30000E-01 0.0000 0.0000 /

33 'ESDC1A' 4 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000

0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01

0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000

4.0000 0.90000 /

33 'TGOV1' 4 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.15700

1.2500 5.0000 0.0000 /

34 'GENROU' 5 5.4000 0.30000E-01 0.44000 0.40000E-01

8.5800 0.0000 2.0300 1.8790 0.40000

0.50300 0.20000 0.54000E-01 0.0000 0.0000 /

34 'ESDC1A' 5 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000

0.0000 7.0000 -7.0000 0.50000 0.50000E-01

0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000

5.0000 0.60000 /

34 'TGOV1' 5 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.22900
 1.2500 5.0000 0.0000 /

35 'GENROU' 6 7.3000 0.30000E-01 0.40000 0.40000E-01
 4.3500 0.0000 2.0320 1.9280 0.40000
 0.65100 0.20000 0.22000E-01 0.0000 0.0000 /

35 'ESDC1A' 6 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

35 'TGOV1' 6 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.18600
 1.2500 5.0000 0.0000 /

36 'GENROU' 7 5.6600 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01
 3.2300 0.0000 2.4080 2.3840 0.40000
 1.5180 0.20000 0.32000E-01 0.0000 0.0000 /

36 'ESDC1A' 7 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

36 'TGOV1' 7 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.87000E-01
 1.2500 5.0000 0.0000 /

37 'GENROU' 8 6.7000 0.30000E-01 0.41000 0.40000E-01
 3.4600 0.0000 2.0350 1.9650 0.40000
 0.63900 0.20000 0.28000E-01 0.0000 0.0000 /

37 'ESDC1A' 8 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

37 'TGOV1' 8 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.13300

```

1.2500  5.0000  0.0000  /
38 'GENROU' 9  4.7900  0.30000E-01  1.9600  0.40000E-01
4.9200  0.0000  1.4780  1.4390  0.40000
0.41100  0.20000  0.30000E-01  0.0000  0.0000  /
38 'ESDC1A' 9  0.0000  6.2000  0.50000E-01  0.0000
0.0000  3.0000  -3.0000  0.50000  0.50000E-01
0.60000E-01  0.10000  0.0000  2.0000  0.50000
4.0000  0.90000  /
38 'TGOV1' 9  0.50000E-01  0.10000  1.0000  0.17400
1.2500  5.0000  0.0000  /
39 'GENROU' 1  1.0000  0.35000E-01  0.70000  0.40000E-01
7.5000  0.0000  1.3330  1.2670  0.40000
0.53300  0.20000  0.30000E-02  0.0000  0.0000  /
39 'ESDC1A' 1  0.0000  6.2000  0.50000E-01  0.0000
0.0000  3.0000  -3.0000  0.50000  0.50000E-01
0.60000E-01  0.10000  0.0000  2.0000  0.50000
4.0000  0.90000  /
39 'TGOV1' 1  0.50000E-01  0.10000  1.0000  0.17400
1.2500  5.0000  0.0000  /

```

15.5 DYR con generación renovable

```

30 'GENROU' 10  10.200  0.30000E-01  0.20000  0.40000E-01
3.2550  0.0000  1.2900  0.89000  0.40000
0.10300  0.82000E-01  0.13000E-01  0.0000  0.0000  /
30 'ESDC1A' 10  0.0000  6.2000  0.50000E-01  0.0000
0.0000  5.0000  -5.0000  0.50000  0.50000E-01
0.50000E-01  0.10000  0.0000  2.0000  0.50000
4.0000  0.90000  /

```

30 'HYGOV' 10 0.50000E-01 0.50000 5.0000 0.50000E-01
 0.50000 0.16700 1.5000 0.0000 1.0000
 1.2000 1.5000 0.80000E-01 /

31 'GENROU' 2 6.5600 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01
 5.2800 0.0000 1.6930 1.6180 0.40000
 0.96700 0.20000 0.35000E-01 0.0000 0.0000 /

31 'ESDC1A' 2 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 5.0000 -5.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

31 'TGOV1' 2 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.15200
 1.2500 5.0000 0.0000 /

32 'GENROU' 3 5.7000 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01
 4.7500 0.0000 1.8790 1.7850 0.40000
 0.66000 0.20000 0.30000E-01 0.0000 0.0000 /

32 'ESDC1A' 3 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

32 'TGOV1' 3 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.61000E-01
 1.2500 5.0000 0.0000 /

33 'GENROU' 4 6.5900 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01
 3.1170 0.0000 2.4030 2.3670 0.40000
 1.5230 0.20000 0.30000E-01 0.0000 0.0000 /

33 'ESDC1A' 4 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

33 'TGOV1' 4 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.15700
 1.2500 5.0000 0.0000 /

34 'GENROU' 5 5.4000 0.30000E-01 0.44000 0.40000E-01
 8.5800 0.0000 2.0300 1.8790 0.40000
 0.50300 0.20000 0.54000E-01 0.0000 0.0000 /

34 'ESDC1A' 5 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 7.0000 -7.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 5.0000 0.60000 /

34 'TGOV1' 5 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.22900
 1.2500 5.0000 0.0000 /

35 'GENROU' 6 7.3000 0.30000E-01 0.40000 0.40000E-01
 4.3500 0.0000 2.0320 1.9280 0.40000
 0.65100 0.20000 0.22000E-01 0.0000 0.0000 /

35 'ESDC1A' 6 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

35 'TGOV1' 6 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.18600
 1.2500 5.0000 0.0000 /

36 'GENROU' 7 5.6600 0.30000E-01 1.5000 0.40000E-01
 3.2300 0.0000 2.4080 2.3840 0.40000
 1.5180 0.20000 0.32000E-01 0.0000 0.0000 /

36 'ESDC1A' 7 0.0000 6.2000 0.50000E-01 0.0000
 0.0000 3.0000 -3.0000 0.50000 0.50000E-01
 0.60000E-01 0.10000 0.0000 2.0000 0.50000
 4.0000 0.90000 /

36 'TGOV1' 7 0.50000E-01 0.10000 1.0000 0.87000E-01

	1.2500	5.0000	0.0000	/	
37 'GENROU' 8	6.7000	0.30000E-01	0.41000	0.40000E-01	
	3.4600	0.0000	2.0350	1.9650	0.40000
	0.63900	0.20000	0.28000E-01	0.0000	0.0000 /
37 'ESDC1A' 8	0.0000	6.2000	0.50000E-01	0.0000	
	0.0000	3.0000	-3.0000	0.50000	0.50000E-01
	0.60000E-01	0.10000	0.0000	2.0000	0.50000
	4.0000	0.90000	/		
37 'TGOV1' 8	0.50000E-01	0.10000	1.0000	0.13300	
	1.2500	5.0000	0.0000	/	
38 'GENROU' 9	4.7900	0.30000E-01	1.9600	0.40000E-01	
	4.9200	0.0000	1.4780	1.4390	0.40000
	0.41100	0.20000	0.30000E-01	0.0000	0.0000 /
38 'ESDC1A' 9	0.0000	6.2000	0.50000E-01	0.0000	
	0.0000	3.0000	-3.0000	0.50000	0.50000E-01
	0.60000E-01	0.10000	0.0000	2.0000	0.50000
	4.0000	0.90000	/		
38 'TGOV1' 9	0.50000E-01	0.10000	1.0000	0.17400	
	1.2500	5.0000	0.0000	/	
39 'GENROU' 1	7.0000	0.35000E-01	0.70000	0.40000E-01	
	7.5000	0.0000	1.3330	1.2670	0.40000
	0.53300	0.20000	0.30000E-02	0.0000	0.0000 /
39 'ESDC1A' 1	0.0000	6.2000	0.50000E-01	0.0000	
	0.0000	3.0000	-3.0000	0.50000	0.50000E-01
	0.60000E-01	0.10000	0.0000	2.0000	0.50000
	4.0000	0.90000	/		
39 'TGOV1' 1	0.50000E-01	0.10000	1.0000	0.17400	
	1.2500	5.0000	0.0000	/	

5 'WT4G1' 11 0.20000E-01 0.20000E-01 0.40000 0.90000

1.1100 1.2000 2.0000 2.0000 0.20000E-01 /

5 'WT4E1' 11 0 0 0 0

0.15000 18.000 5.0000 0.50000E-01 0.10000

0.0000 0.80000E-01 0.47000 -0.47000 1.1000

0.0000 0.50000 -0.50000 0.50000E-01 0.10000

0.90000 1.1000 120.00 0.50000E-01 0.50000E-01

1.7000 1.1100 1.1100 /

7 'WT4G1' 12 0.20000E-01 0.20000E-01 0.40000 0.90000

1.1100 1.2000 2.0000 2.0000 0.20000E-01 /

7 'WT4E1' 12 0 0 0 0

0.15000 18.000 5.0000 0.50000E-01 0.10000

0.0000 0.80000E-01 0.47000 -0.47000 1.1000

0.0000 0.50000 -0.50000 0.50000E-01 0.10000

0.90000 1.1000 120.00 0.50000E-01 0.50000E-01

1.7000 1.1100 1.1100 /

1 'WT4G1' 13 0.20000E-01 0.20000E-01 0.40000 0.90000

1.1100 1.2000 2.0000 2.0000 0.20000E-01 /

1 'WT4E1' 13 0 0 0 0

0.15000 18.000 5.0000 0.50000E-01 0.10000

0.0000 0.80000E-01 0.47000 -0.47000 1.1000

0.0000 0.50000 -0.50000 0.50000E-01 0.10000

0.90000 1.1000 120.00 0.50000E-01 0.50000E-01

1.7000 1.1100 1.1100 /