



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ENERGÍA EÓLICA Y RESTRICCIONES TÉCNICAS:
ESTUDIO DE CONTINGENCIAS EN LA APLICACIÓN
DE SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN DE LA
AMPACIDAD**

| | |
|---------------------------|---|
| Estudiante | <i>Martinez, Snoeck, Camila</i> |
| Director/Directora | <i>Fernández, Herrero, Elvira Bedialauneta, Landaribar, Miren</i> |
| Departamento | <i>Ingeniería Eléctrica</i> |
| Curso académico | <i>2020/2021</i> |

Bilbao, 21 de octubre 2021

RESUMEN

El presente trabajo de fin de máster analiza una de las soluciones más prometedoras a la hora de resolver los problemas de congestión de las redes eléctricas. Las congestiones se definen como situaciones en las cuales las líneas son incapaces de transportar, debido a restricciones técnicas, la carga requerida durante periodos de alta demanda. Para ello, se analiza el uso de la ampacidad dinámica, es decir el límite térmico de las líneas aéreas de transporte establecido de manera dinámica, en contraposición con la tradicional ampacidad estática, que establece un valor conservador y fijo. La ampacidad dinámica en tiempo real adapta dinámicamente su límite térmico en función de la observación y predicción meteorológica, lo que genera un máximo aprovechamiento de la capacidad de las líneas aéreas en todo momento.

Además, el uso de la ampacidad dinámica va de la mano con la inyección de energías renovables, particularmente con la energía eólica, al estar directamente relacionados la capacidad térmica de las líneas aéreas con el viento y su enfriamiento. Esto es una gran ventaja para las líneas aéreas próximas a los generadores eólicos ya que permite aprovechar de manera óptima este recurso, que suele estar restringido por la propia capacidad de la red eléctrica.

En este proyecto se continua el estudio de trabajos precedentes de ampacidad dinámica aplicada una red IEEE de 39 barras, donde se profundiza el análisis al aplicar estudio de contingencias, mediante el programa informático PowerFactory de DlgSilent que a su vez es maniobrado a través un código de programación de Python.

SUMMARY

This master's final work analyzes one of the most promising solutions when it comes to solving congestion problems in electrical networks. It is the use of Dynamic Line Rating (DLR), which means, the thermal limit of overhead transmission lines established in a dynamic way, in contrast to the traditional Static Line Rating (SLR), which establishes a conservative and fixed value. Dynamic Line Rating is a technology that dynamically adapts its thermal limit based on meteorological observation and prediction, which generates maximum use of the capacity of overhead lines at all times.

In addition, the use of Dynamic Line Rating goes hand in hand with the injection of renewable energies, particularly with wind energy, since the thermal capacity of overhead lines is directly related to the wind and its cooling effect on them. This is a great advantage for the overhead lines close to the wind generators since it allows to make optimal use of this resource, which is usually restricted by the capacity of the electrical network itself.

In this project, the study of previous works on dynamic ampacity applied to an IEEE 39-bar network is continued, where the analysis is deepened by applying a contingency study, using the DlgSilent PowerFactory computer program, which in turn is maneuvered through a code of Python programming.

PALABRAS CLAVES

Ampacidad - Capacidad de línea dinámica (Dynamic Line Rating) - Capacidad de línea estática (Static Line Rating) - Líneas aéreas - Líneas de transporte - Mercado eléctrico
Contingencias - Criterio n-1 - PowerFactory - DlgSILENT - Python



ÍNDICE

Lista de Tablas

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE..... | 3 |
| 2.1. Sistema eléctrico | 3 |
| 2.2. Limitaciones del sistema eléctrico..... | 5 |
| 2.3. Despacho de generación..... | 6 |
| 2.4. Mercado de electricidad..... | 7 |
| 2.4.1. Mercado a plazo o mercados futuros..... | 8 |
| 2.4.2. Mercado diario..... | 8 |
| 2.4.3. Mercado intradiario | 11 |
| 2.4.4. Mecanismos de ajuste de demanda y producción | 12 |
| 2.4.4.1. Gestión de restricciones técnica | 12 |
| 2.4.4.2. Gestión de los servicios complementarios | 13 |
| 2.4.4.3. Gestión de desvíos (reserva de sustitución)..... | 14 |
| 2.5. Euphemia: mercado eléctrico híbrido paneuropeo..... | 14 |
| 2.6. Integración de las energías renovables..... | 15 |
| 2.7. Métodos para aumentar la capacidad de una línea de transporte..... | 16 |
| 2.7.1. Métodos tradicionales..... | 17 |
| 2.7.2. Ampacidad..... | 17 |
| 2.7.2.1. Ampacidad estática (SLR)..... | 19 |
| 2.7.2.2. Ampacidad dinámica (DLR) | 20 |
| 2.7.2.3. Uso de la DLR en la predicción de ampacidad..... | 23 |
| 2.7.2.4. Beneficios de la DLR..... | 24 |
| 2.7.2.5. Beneficios económicos..... | 24 |
| 2.7.2.6. Penetración de las energías renovables..... | 25 |
| 2.7.2.7. Aplicaciones reales de ampacidad..... | 26 |
| 2.8. Contingencias y criterio n-1 | 28 |
| 3. ANTECEDENTES | 29 |
| 3.1. Línea piloto de Elgoibar | 29 |
| 4. Sistema IEEE de 39 barras..... | 33 |
| 4.1. Características..... | 33 |
| 4.2. Modificaciones al sistema original IEEE | 35 |



| | | |
|--------|---|----|
| 4.2.1. | Ampacidad..... | 36 |
| 4.2.2. | Cargas..... | 37 |
| 4.2.3. | Generadores..... | 38 |
| 5. | OPF: Flujo de cargas óptimo de PowerFactory..... | 41 |
| 6. | Herramienta de Análisis de contingencias de PowerFactory..... | 44 |
| 6.1. | Creación de contingencias: casos de falta y grupos | 45 |
| 6.2. | Ejecución de Análisis de Contingencias y resultados..... | 50 |
| 7. | Script de Python | 53 |
| 8. | Ejecución de simulación a través del script..... | 58 |
| 9. | Análisis de resultados | 63 |
| 9.1. | Resultados base | 63 |
| 9.2. | Estudio de contingencias..... | 67 |
| 9.3. | Análisis de contingencias remarcables..... | 69 |
| 9.4. | Análisis de restricciones técnicas..... | 73 |
| 9.5. | Análisis de emisiones CO ₂ | 76 |
| 9.6. | Aplicación a otras redes..... | 77 |
| 10. | CONCLUSIONES | 79 |
| | REFERENCIAS..... | 81 |
| | ANEXO I: Cargas de un día completo (REE) [5]..... | 84 |
| | ANEXO II: Script de Python..... | 87 |



Lista de Tablas

| | |
|--|----|
| <i>Tabla 1: Ampacidad medida, ampacidad predicha (2,5% y 10% de riesgo) y estáticas para (2,5% y 10% de riesgo) de riesgo [21]</i> | 33 |
| <i>Tabla 2: Ampacidades de referencia de la tesis doctoral y adecuadas al sistema IEEE de 39 barras [23]</i> | 36 |
| <i>Tabla 3: Valores de ampacidad de un día completo aplicados al sistema IEEE de 39 barras</i> | 36 |
| <i>Tabla 4: Tipo de central y precio de los generadores</i> | 38 |
| <i>Tabla 5: Precios asignados para los generadores hidráulicos, de gas y carbón</i> | 40 |
| <i>Tabla 6: Potencial eólico de G8 y G 10 proporcional a la ampacidad medida durante un día</i> | 41 |
| <i>Tabla 7: Ejemplo de resultados del Contingency Analisis</i> | 52 |
| <i>Tabla 8: Simulación con flujo de cargas clásico sin ampacidad dinámica</i> | 63 |
| <i>Tabla 9: Simulación con flujo de cargas óptimo clásico sin ampacidad dinámica</i> | 64 |
| <i>Tabla 10: Simulación en Optimal Power Flow con ampacidad dinámica en L 02-03 para datos medidos</i> | 64 |
| <i>Tabla 11: Simulación en Optimal Power Flow con ampacidad dinámica en L 02 - 03 para Datos predichos con 2,5% y 10% de riesgo</i> | 64 |
| <i>Tabla 12: Simulación en Optimal Power Flow con ampacidad dinámica en L 02 - 03 para Datos estáticos con 2,5% y 10% de riesgo</i> | 64 |
| <i>Tabla 13: Relación entre coste económico de despacho y uso de ampacidad dinámica</i> | 65 |
| <i>Tabla 14: Comparación entre producción y costes entre datos medidos, predichos con 2,5% de riesgo y sin ampacidad (hora 1)</i> | 66 |
| <i>Tabla 15: Comparación de porcentaje de carga de líneas entre datos medidos, predichos con 2,5% de riesgo y sin ampacidad (hora 1)</i> | 67 |
| <i>Tabla 16: Extracto de los resultados de las líneas para la simulación del grupo de contingencia B</i> | 68 |
| <i>Tabla 17: Números de contingencias asociadas del grupo B</i> | 68 |
| <i>Tabla 18: Contingencias más afectantes por grupo</i> | 69 |
| <i>Tabla 19: Costes de despacho por 125.941MW con contingencia en línea 26 - 27</i> | 71 |
| <i>Tabla 20: Porcentaje de cargas en las líneas durante la hora 1 con contingencia en línea 26 - 27 según ampacidad</i> | 72 |
| <i>Tabla 21: Potencia generada en la hora 1 con contingencia en línea 26 - 27 según tipo de ampacidad</i> | 73 |
| <i>Tabla 22: Potencia eólica disponible</i> | 74 |
| <i>Tabla 23: Diferencias entre la generación eólica y la disponibilidad eólica</i> | 75 |
| <i>Tabla 24: Factores de emisión de CO2 asociados a la generación de electricidad REE, marzo 2021</i> | 76 |
| <i>Tabla 25: Generadores del sistema según central y emisiones CO₂</i> | 76 |
| <i>Tabla 26: Emisiones CO₂ según uso de ampacidad para caso de contingencia en línea 26 - 27</i> | 77 |

Lista de Figuras

| | |
|--|-----------|
| <i>Figura 1: Esquema de los elementos de la red eléctrica [3].....</i> | <i>4</i> |
| <i>Figura 2: Mapa del sistema Europeo de transporte eléctrico (líneas de más de 220 kV). Enero 2019. [4]</i> | <i>5</i> |
| <i>Figura 3: Intercambio energético español en sus fronteras. Junio 2021 [5]</i> | <i>6</i> |
| <i>Figura 4: Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL). [6]</i> | <i>8</i> |
| <i>Figura 5: Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE [6].....</i> | <i>9</i> |
| <i>Figura 6: La curva de oferta de electricidad del mercado [6].....</i> | <i>10</i> |
| <i>Figura 7: La curva de demanda de electricidad del mercado [6]</i> | <i>11</i> |
| <i>Figura 8: Evolución de las Energías Renovables en la Unión Europea (EU-27) del 2010 al 2020. [8] ...</i> | <i>16</i> |
| <i>Figura 9: Parámetros atmosféricos que afectan al conductor. [11].....</i> | <i>18</i> |
| <i>Figura 10: Comparación gráfica de la ampacidad dinámica (DLR) y la estática (SLR). [13].....</i> | <i>19</i> |
| <i>Figura 11: Variabilidad de los factores de influencia en la DLR. [13].....</i> | <i>21</i> |
| <i>Figura 12: Representaciones de la DLR-RTM (rojo sólido) y de la DLR-AA (rojo punteado) [10].....</i> | <i>22</i> |
| <i>Figura 13: Mapa de Uruguay con ubicación geográfica de los parques eólicos y la capital Montevideo</i> | <i>27</i> |
| <i>Figura 14: Ubicación geográfica del estudio en Elgoibar, España.....</i> | <i>30</i> |
| <i>Figura 15: Instalación línea piloto Elgoibar: (1) célula de carga, (2) sensor de corriente y temperatura superficial del conductor, (3) anemómetros, (4) sensores de temperatura ambiente y de radiación solar. [21].....</i> | <i>30</i> |
| <i>Figura 16: Predicciones probabilísticas a 4 horas vista con intervalos empíricos para diferentes segmentos de la predicción puntual de regresión linea [15].....</i> | <i>32</i> |
| <i>Figura 17: Representación gráfica de la ampacidad medida, ampacidad predicha (2,5% y 10% de riesgo) y estáticas para (2,5% y 10% de riesgo) de riesgo. [21]</i> | <i>33</i> |
| <i>Figura 18: Diagrama unifilar del sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra. [24]</i> | <i>34</i> |
| <i>Figura 19: Curva diaria de demanda total del sistema en base a los datos de la REE [5]</i> | <i>37</i> |
| <i>Figura 20: Precio marginal y energía negociada en el Mercado Ibérico (03/03/2020) [25]</i> | <i>39</i> |
| <i>Figura 21: Diferentes métodos de la herramienta Optimal Power Flow de flujo de carga de PowerFactory</i> | <i>42</i> |
| <i>Figura 22: Ubicación de Contingency Definition en Calculation, PowerFactory DIgSilent.....</i> | <i>46</i> |
| <i>Figura 23: Definición de las Fault Cases, PowerFactory</i> | <i>47</i> |
| <i>Figura 24: Organización de zonas de líneas para los diferentes Fault Groups en la red IEEE de 39 barras</i> | <i>48</i> |
| <i>Figura 25: Acceso a Faults dentro de Operational Library a través del menú Data</i> | <i>49</i> |
| <i>Figura 26: Creación de Fault Groups con sus respectivas Fault Cases.....</i> | <i>49</i> |



| | |
|--|-----------|
| <i>Figura 27: Selección de Fault Group en la herramienta Contingency Analysis</i> | <i>50</i> |
| <i>Figura 28: Ventana Show en Contingency Analysis que muestra las contingencias agregadas con su respectivo número</i> | <i>51</i> |
| <i>Figura 29: Variables accesibles para los resultados del Contingency Analysis</i> | <i>52</i> |
| <i>Figura 30: Configuración del generador principal de interconexión G1</i> | <i>59</i> |
| <i>Figura 31: Configuración de central de generación eólica para G8 y G10</i> | <i>60</i> |
| <i>Figura 32: Configuración del Optimal Power Flow con Contingency constrained DC Optimisation y carga de contingencias.....</i> | <i>61</i> |
| <i>Figura 33: Limitación de la sobrecarga de líneas en contingencia de 115%</i> | <i>62</i> |
| <i>Figura 34: Incorporación del script de Python para ejecutar la simulación</i> | <i>62</i> |
| <i>Figura 35: Costes según tipo de ampacidad aplicada a línea 02-03 para una misma generación de potencia</i> | <i>65</i> |
| <i>Figura 36: Ubicación de la línea 26-27, generadores eólicos y de interconexión.....</i> | <i>70</i> |
| <i>Figura 37: Integración de contingencia individual para análisis de contingencia</i> | <i>71</i> |
| <i>Figura 38: Ubicación de la línea 03-04, generadores eólicos y de interconexión.....</i> | <i>74</i> |
| <i>Figura 39: Diagrama unifilar del sistema de 14 barras de PowerFactory</i> | <i>78</i> |

1. INTRODUCCIÓN

El aumento de generación renovable, incluidas la eólica y solar, presentan un desafío para la operación del sistema eléctrico debido a la variabilidad y la incertidumbre de las fuentes renovables. Sucede que las líneas de transporte se congestionan en puntos críticos en la red y los parques eólicos son forzados a un límite, es decir que no se les permite producir su máxima capacidad. Esto se debe a que las líneas eléctricas actuales no son capaces de transportar toda la producción que los parques eólicos tienen para ofrecer en los momentos pico de viento [1].

Existen varios métodos para incrementar la capacidad de transporte y resolver estas congestiones [2]. Una de estas soluciones es la instalación de nuevas líneas eléctricas, sin embargo, es muy costosa. Otra de las soluciones está basada en la monitorización de la ampacidad en tiempo real: diferentes estudios han demostrado que el uso de sistemas de tiempo real aumenta la efectividad de la red, mejorando así las congestiones de líneas [2].

Las líneas aéreas de transporte son operadas por los límites estáticos de corriente, los cuales son muy conservadores, dando paso a situaciones donde las líneas operan a una capacidad menor de la que podrían. Es por ello que, una solución para este problema es la de considerar el uso del límite de la ampacidad dinámica de las líneas, donde se tiene en cuenta la influencia de los factores climáticos sobre la temperatura de los conductores. La temperatura de los conductores está especialmente relacionada a las condiciones climáticas como la temperatura ambiente, la radiación solar y la velocidad de viento. La influencia que tiene el viento en el enfriamiento de las líneas hace que esta solución sea particularmente interesante en relación con la energía eólica. La información obtenida con los sistemas de monitorización, combinada con la información de las estaciones meteorológicas, sirve para obtener datos reales de la temperatura de la línea y de su capacidad de transporte real. Sin embargo, la planificación de despacho de energía es realizada de antemano y por lo tanto sería muy conveniente disponer de la información de la ampacidad real de la línea a horas o días de antemano.

Por otra parte, la expansión del sistema eléctrico además de congestiones y problemas de planificación de despacho, genera restricciones técnicas. El criterio N-1



consiste en que, ante la ocurrencia de una falta o desconexión de un elemento del sistema (contingencia), sus efectos no se propaguen a otras instalaciones del sistema, provocando desconexiones en cascada, asegurando así la fiabilidad de la red. El análisis de contingencias ayuda a identificar los estados operativos del sistema eléctrico bajo diferentes condiciones. Es una de las herramientas de seguridad utilizadas para detectar sobrecargas y otros problemas que puedan ocurrir debido a faltas como la desenergización de una línea.

Este proyecto se centra concretamente en esta última restricción técnica mencionada. Se tomará como base un sistema IEEE de 39 barras donde se aplicarán contingencias diversas, y se estudiará cómo la ampacidad dinámica permite una mayor integración de las energías eólicas, lo que a su vez implica un ahorro económico.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

Con el fin de desarrollar una perspectiva teórica y tener una comprensión crítica completa del proyecto, a continuación, se llevará a cabo un análisis del estado del arte haciendo recopilación de fuentes importante, ideas y conceptos relacionados con la temática.

2.1. Sistema eléctrico

El sistema eléctrico se define como el conjunto de infraestructuras, líneas eléctricas y subestaciones que permite transportar la electricidad de los productores a los consumidores. Los sistemas eléctricos pueden dividirse en tres grandes partes: generación, transporte y distribución que a su vez están compuestos por centrales de generación, líneas de transporte de muy alta tensión y alta tensión, así como por estaciones transformadoras que reducen la tensión de la línea para ser transportadas mediante líneas de distribución de media y baja tensión hasta los puntos de consumo.

Para garantizar la continuidad y seguridad del sistema, así como su calidad de suministro, es necesario que la tensión, intensidad y frecuencia se mantengan en valores estables, siendo estas tres las características físicas más importantes de los sistemas eléctricos. Además, se debe mantener un equilibrio entre la generación y la demanda.

Las centrales eléctricas son las encargadas de generar la energía eléctrica. Están compuestas por generadores de corriente alterna de 6 a 30 kV. Esta tensión es posteriormente elevada mediante los transformadores de salida de la central eléctrica, para ser transportada a la red de transporte. La frecuencia del sistema eléctrico de corriente alterna que se genera es fija y está normalizada: 50 Hz en parte de Sudamérica, África, Asia, Oceanía y Europa y de 60 Hz en el resto de Sudamérica, América Central y América del Norte.

La red de transporte (o red de transmisión en el resto del mundo) y la red de distribución están formadas por las líneas eléctricas (aéreas o subterráneas) que llevan esa energía hasta los consumidores. El transporte se hace en alta tensión (400, 220 y 132-110 kV) para disminuir las pérdidas. La red de alta tensión es una red

geográficamente extensa, que va más allá de las fronteras de los países, y es mallada. Las líneas se interconectan en los nudos de esa malla, donde las líneas se interconectan. Luego se encuentran las subestaciones en las que están los transformadores, para elevar o bajar los niveles de tensión de las líneas, los elementos de mando y de protección (interruptores, seccionadores, fusibles, pararrayos, etc.), y los elementos de medida. De algunas de esas subestaciones salen líneas a menor tensión que forman las redes de distribución en media tensión (de 66 a 1 kV), mucho menos malladas y de menor tamaño, a veces radiales, en las que se encuentran las subestaciones de transformación en las que la tensión se reduce hasta que finalmente, y conforme el sistema llega hasta los últimos consumidores, se transforman en otras redes de baja tensión (400 y 230 V).

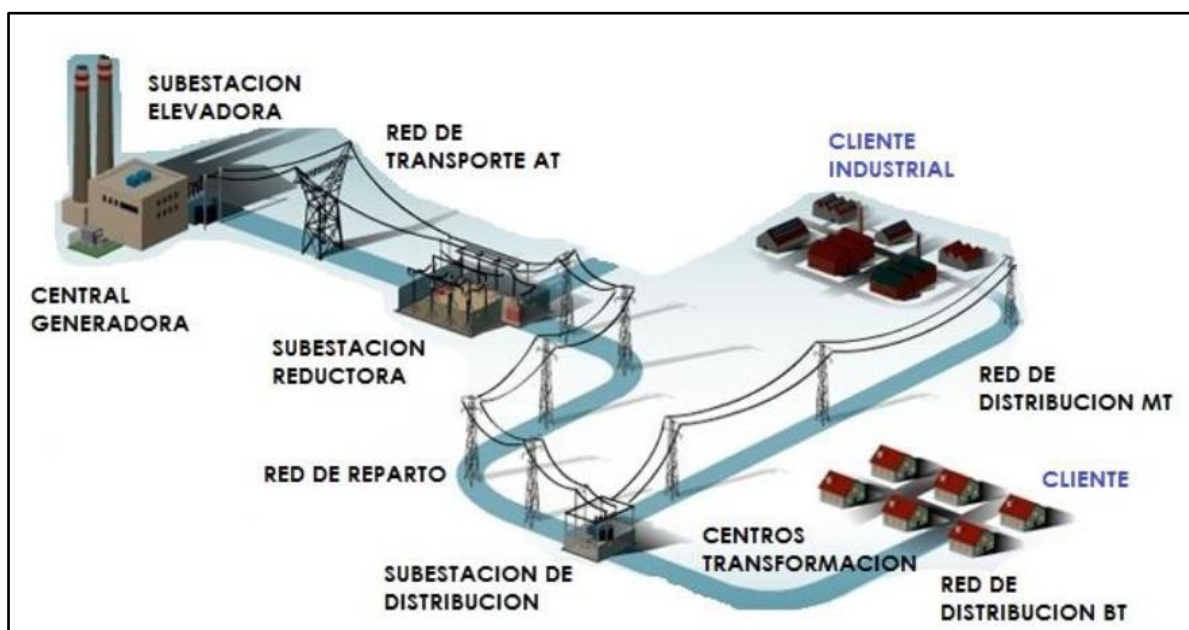


Figura 1: Esquema de los elementos de la red eléctrica [3]

2.2. Limitaciones del sistema eléctrico

Para dar una idea de la magnitud del sistema eléctrico, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) estimaba que en 2018 había más de 400 mil kms de líneas de transporte en el sistema eléctrico europeo (*Figura 2*), permitiendo transportar más de 3500 TWh a lo largo del año [4].

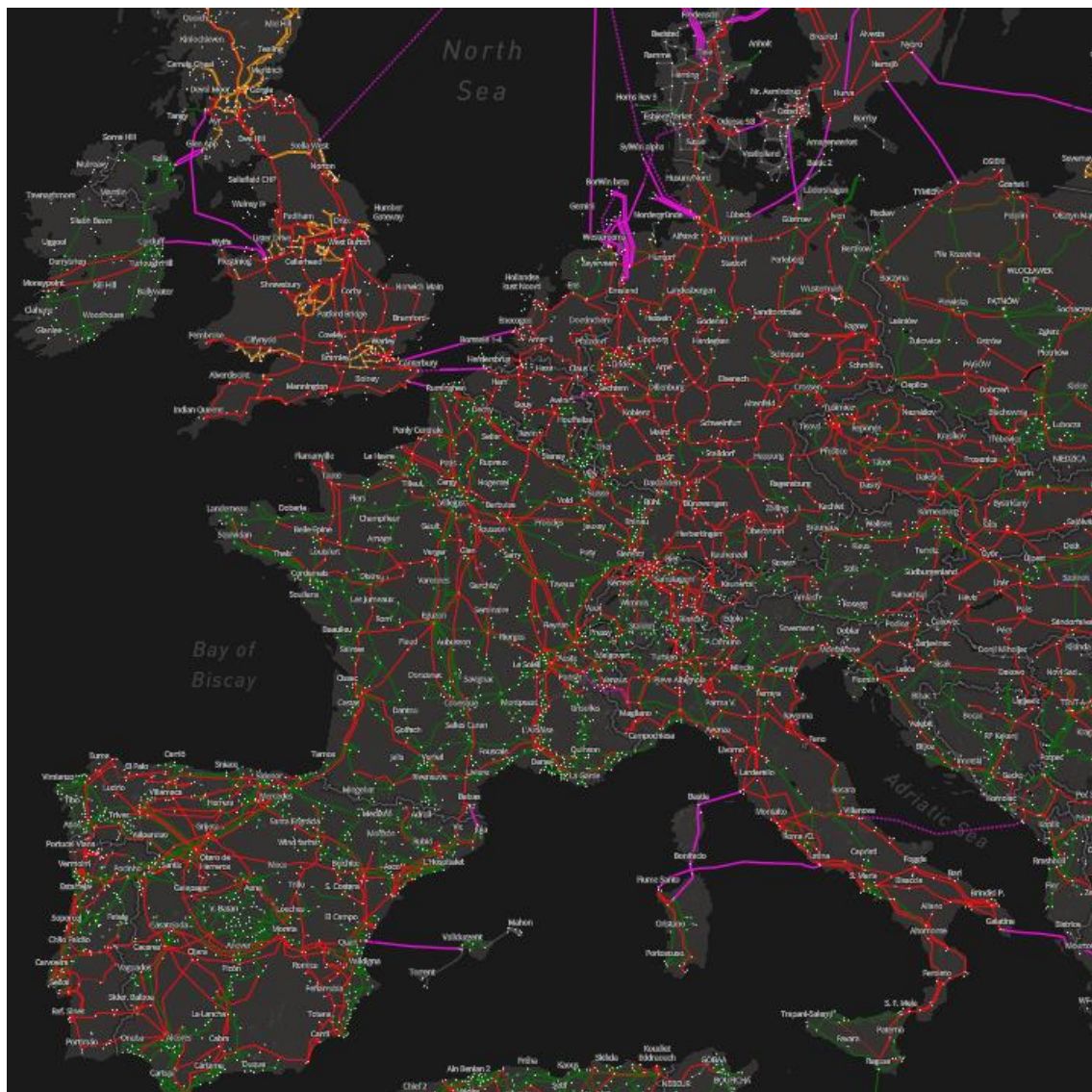


Figura 2: Mapa del sistema Europeo de transporte eléctrico (líneas de más de 220 kV). Enero 2019. [4]

En esta red continental, los mercados eléctricos de diferentes países están fuertemente interconectados entre ellos. ENTSO-E estima que más de 450 TWh de electricidad han sido intercambiados entre los miembros de Red Transeuropea de

Transporte (a veces denominado en plural, en inglés Trans-European Transport Networks, abreviado como TEN-T), casi el 13% del total de la energía transportada.

Por ejemplo, en España al día de hoy (junio 2021) el intercambio es de 1.013GWh con una exportación de 30.7% y una importación de 69.3% en las fronteras (Figura 3).

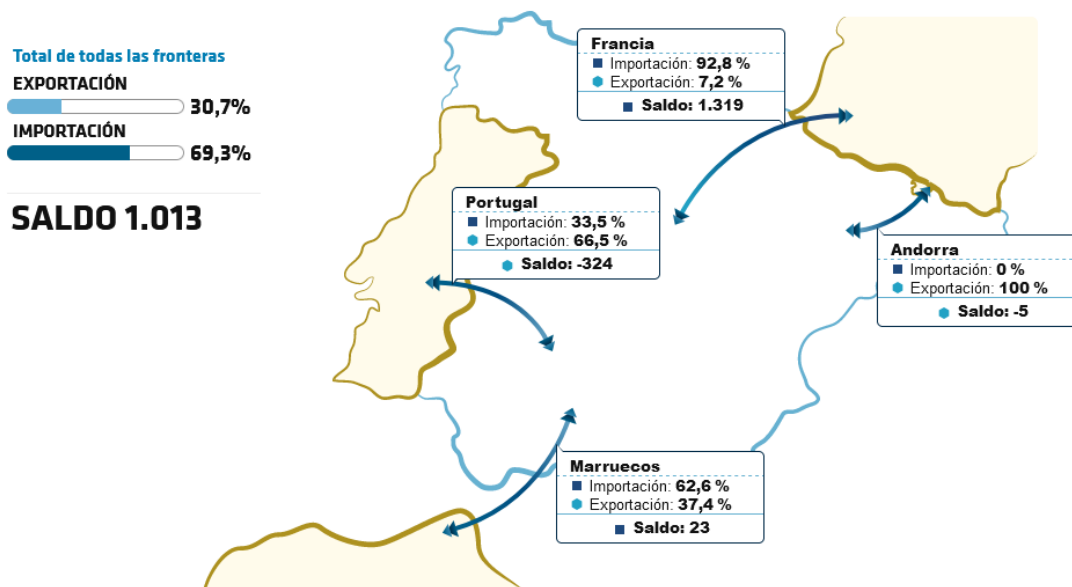


Figura 3: Intercambio energético español en sus fronteras. Junio 2021 [5]

Sin embargo, esta estructura se ve limitada por diferentes restricciones. Entre estas limitaciones se encuentran los valores de tensión en los diferentes nodos de la red (generalmente limitados a valores entre 0.9 y 1.1 pu), el permanente equilibrio entre la producción eléctrica y el consumo para evitar las variaciones de frecuencia, las reglas de seguridad en caso de falta (criterio n-1 que se explicará más adelante) y los valores de ampacidad en las líneas eléctricas de transporte mantenidos en sus límites. Estas restricciones pueden ser más o menos limitantes, en función de la dimensión de la red eléctrica.

2.3. Despacho de generación

La generación despachable es aquella que puede ser utilizada a demanda. El término despacho, haciendo referencia a la planificación de recursos de una central eléctrica por el operador, se utiliza para evitar congestiones y obtener el mayor provecho económico de la generación. Esto involucra los conceptos de costes variables

de cada central, así como los precios anticipados de los mercados eléctricos, que se explicarán a continuación.

Una central eléctrica sólo debería operar si su coste variable es menor que su precio de venta. El despacho crea un programa que determina la ubicación de la capacidad disponible de las centrales. Los factores principales son la ubicación (es decir qué central va a ser utilizada), el precio, la cantidad de tiempo y capacidad (parcial, total, etc.).

El despacho de generación también se usa en el campo de las energías renovables. Los operadores de estas energías fluctuantes, como solar y eólica, evalúan los pronósticos del tiempo y la disponibilidad de la central para determinar un programa base con antelación. Esto permite al operador basar la asignación de recursos en los precios del intercambio de energía.

2.4. Mercado de electricidad

El mercado eléctrico es un sistema utilizado por muchos países, España incluido, en donde se fija el precio mayorista de la electricidad, se establecen las ofertas y demandas de la producción eléctrica. Cabe mencionar que se trata de un mercado marginalista, o sea que independientemente del precio al que haya ofertado un productor, éste recibirá el precio del último productor que haya entrado en el mercado.

La secuencia de mercados de generación y demanda intercambian energía y reservas para distintos plazos, con contratos que pueden tener períodos de entrega de diferentes duraciones (meses, trimestres, años, etc.). A su vez estos contratos pueden ser definidos 24hs, semanas o incluso años antes de que esta energía sea generada y consumida. Los operadores en España varían según el tipo de mercado, como podemos ver en la *Figura 4*, pudiendo ser OTC (Over the Counter), OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), REE (Red Eléctrica Española):

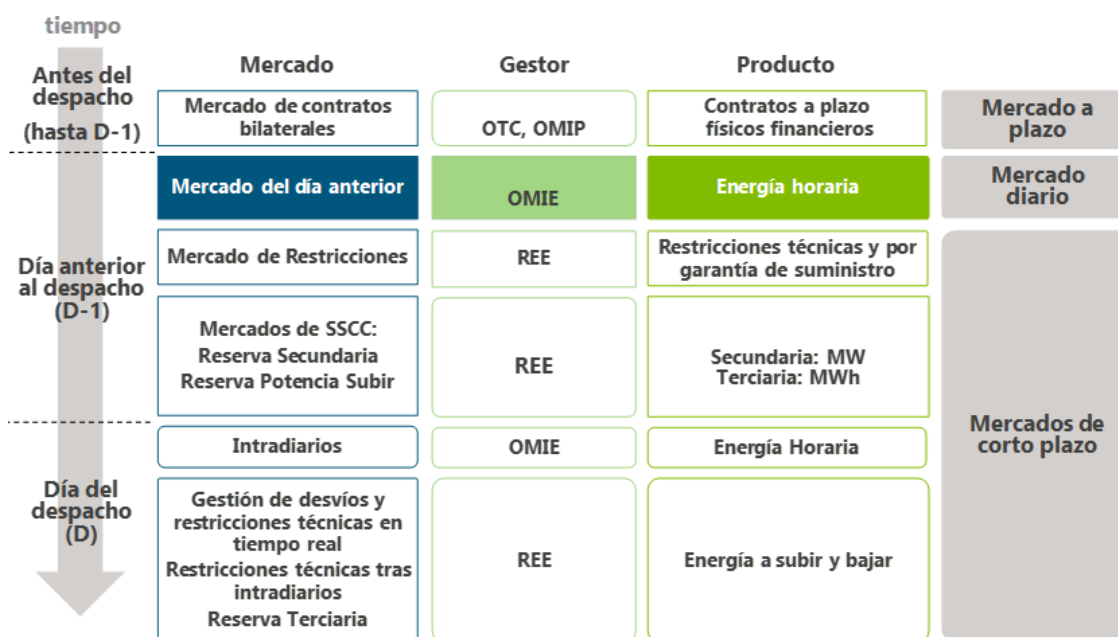


Figura 4: Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL). [6]

A continuación, se exponen los diferentes mercados existentes.

2.4.1. Mercado a plazo o mercados futuros

Los mercados a plazo o mercados futuros son los mercados en los que se intercambian contratos de compra-venta con plazos superiores a 24 h, esto pueden ser semanas, meses o incluso años de antelación, es decir en el largo y mediano plazo.

Esto permite a los compradores y vendedores gestionar los riesgos especulativos, ya que se puede contratar la energía por adelantado y a un precio cerrado, eliminando pérdidas debidas a errores de estimación. De todas formas, esto no significa que los precios sean más bajos que conseguir la energía en el mercado diario.

También facilita la entrada de competidores, gracias al conocimiento adelantado del futuro del mercado.

2.4.2. Mercado diario

En el caso del mercado diario, los contratos son hechos entre el comprador y el vendedor para entregar energía al día siguiente, gestionado por el ente OMIE (Operador

del Mercado Eléctrico). Este tipo de transacción puede ser más o menos arriesgada ya que depende de la fluctuación de precios del mercado. La *Figura 5* ilustra este mercado:

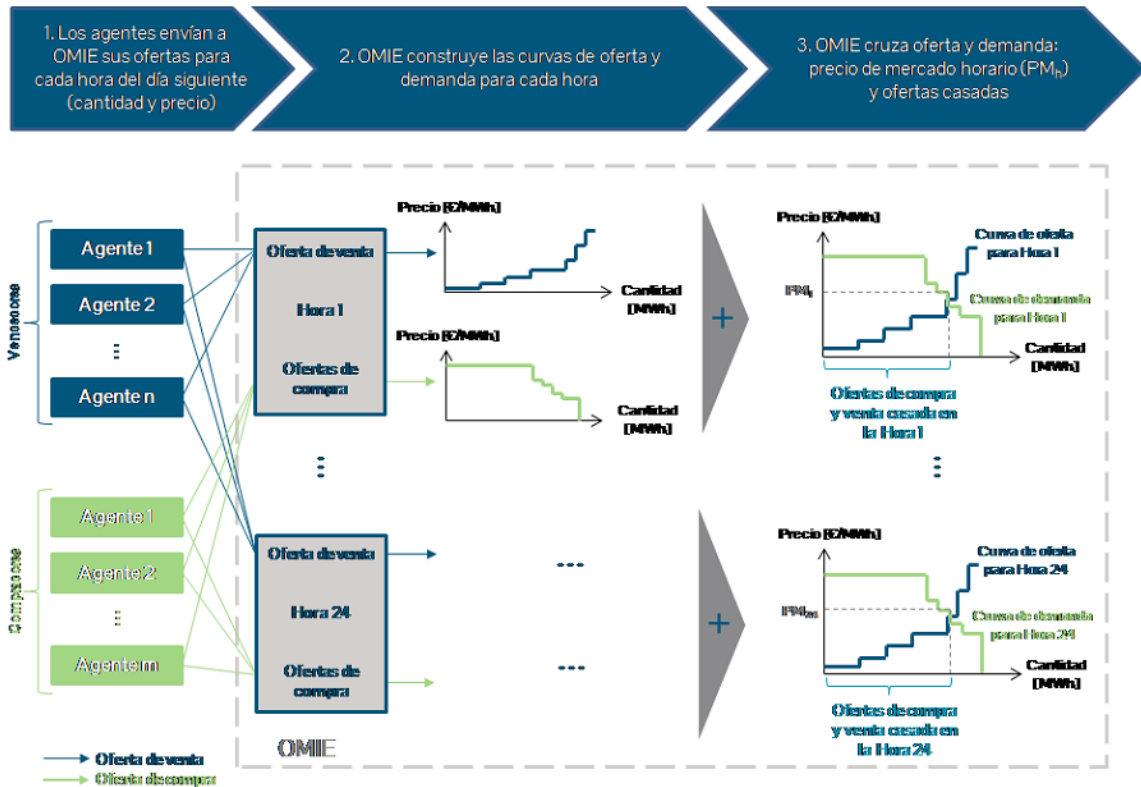


Figura 5: Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE [6]

Este mercado se lleva a cabo el día anterior D-1 al día de la entrega de la energía D. Los vendedores presentan ofertas de venta y los compradores presentan a OMIE ofertas de compra para cada hora del día siguiente. Luego OMIE genera las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente y con esto se obtiene el precio del mercado para cada hora del día siguiente (donde se cruzan las dos curvas), llamado precio marginal.

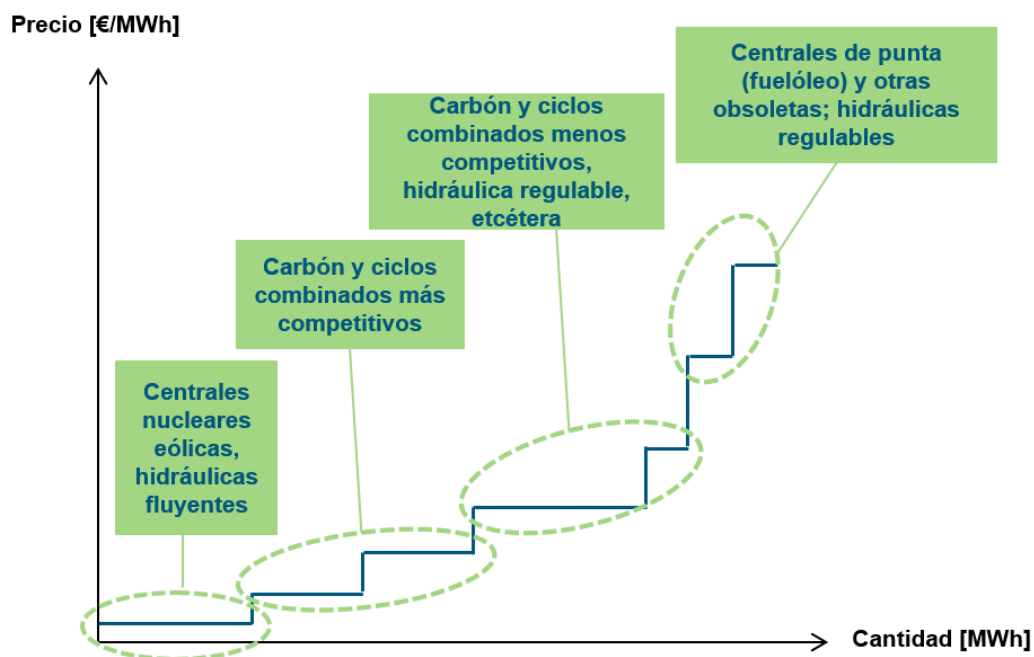


Figura 6: La curva de oferta de electricidad del mercado [6]

Para entender cómo se forma la curva de oferta y demanda, se puede ver en la *Figura 6*, los distintos tramos que corresponden a las diferentes centrales de generación. La parte baja de la curva, está compuesta por las centrales que no pueden detener su generación o que no pueden almacenarla, como las nucleares, eólicas e hidráulicas fluyentes. Estas centrales si bien arriesgan que el precio de casación sea muy bajo, la prioridad es entrar en el mercado. La parte más alta de la curva está formada en cambio por las centrales que tienen la opción de almacenar o reservar los recursos en un futuro en donde el precio del mercado sea mayor.

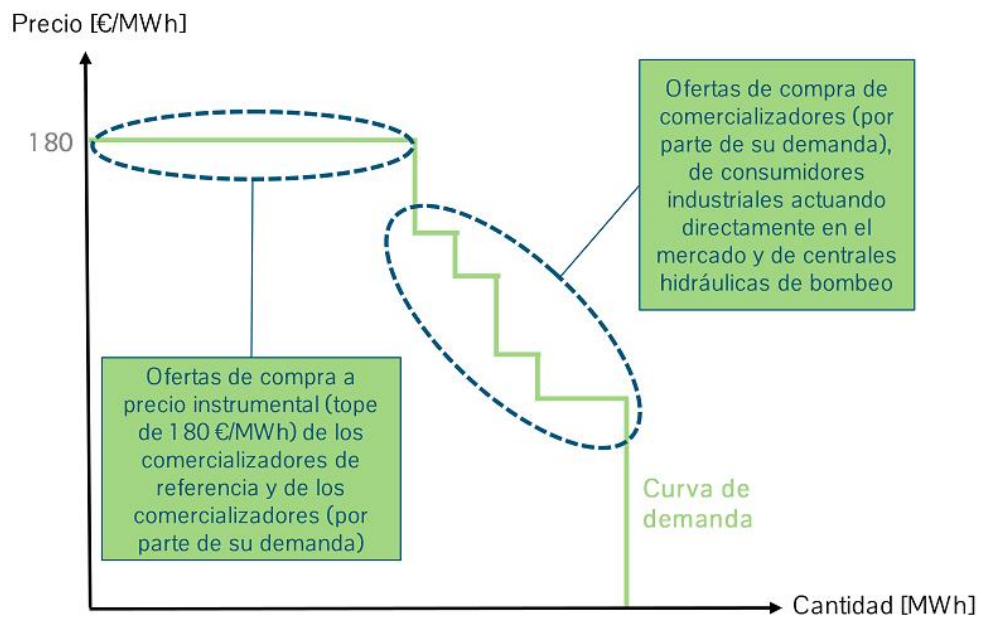


Figura 7: La curva de demanda de electricidad del mercado [6]

Por otro lado, la curva de la demanda es generada por OMIE por la clasificación de los compradores. En lo más alto de la curva se encuentran los comercializadores que podrán abastecer a los consumidores, y luego se encuentran los consumidores que tienen la posibilidad de adaptarse al precio del mercado (consumidores industriales, por ejemplo). Entonces, cuando los consumidores hacen una oferta a un precio menor al de casación, posponen su consumo a un futuro cuyo precio sea menor.

Finalmente, en el caso de las centrales que ofertaron a un precio mayor al de casación, no entran en la casación, por lo que no funcionan a esa hora y las centrales que ofertaron a un precio menor (nucleares o renovables) tampoco no recibirán lo que ofertaron, sino que cobrarán el precio marginal, el obtenido de la casación. Por lo general, existe un límite en el precio máximo legal.

2.4.3. Mercado intradiario

En el mercado intradiario, los agentes pueden comprar y vender la energía eléctrica de manera continua o en las distintas sesiones de contratación en tiempo real. Se lleva a cabo el mismo día D de la entrega de energía, también está gestionado por OMIE y está estructurado, a nivel europeo, como un mercado continuo y a nivel de la

península ibérica, en seis sesiones de subastas que se solapan a lo largo del día D para asegurar en todo momento que la demanda coincide con la generación.

2.4.4. Mecanismos de ajuste de demanda y producción

Uno de los grandes desafíos de la energía eléctrica es que no se puede almacenar en grandes cantidades, y ese desequilibrio puede llevar a desvíos de frecuencia muy desestabilizadores para el sistema. Para conseguir el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, es decir el equilibrio imprescindible entre la producción de las centrales de generación y el consumo, REE como operador del sistema organiza determinados mecanismos, para lograr que este equilibrio suceda de manera precisa e instantánea.

REE se encarga de las previsiones de la demanda de energía eléctrica, así como de gestionar en tiempo real las instalaciones de generación y transporte. En caso de desequilibrio, se envían órdenes a las centrales para que ajusten sus producciones (aumentando o disminuyendo la generación). Es lo que se conoce como Servicios de Ajuste. Estos mercados adecuan los programas de producción a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico y se organizan en:

- Gestión de las restricciones técnicas
- Gestión de los servicios complementarios
- Gestión de los desvíos

2.4.4.1. Gestión de restricciones técnica

Se trata de gestionar las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte y distribución que resulten en tiempo real y sobre la programación prevista para el día siguiente.

Las restricciones pueden ser del tipo incumplimiento de condiciones de seguridad tras una contingencia, insuficientes reservas en las regulaciones secundarias

y/o terciaria (se verá en el siguiente apartado), insuficientes reservas de potencia adicional para garantizar la demanda prevista, etc.

Aquí es donde resulta beneficioso el concepto de amplexidad dinámica en tiempo real y predicha, tanto como para resolver congestiones como para restricciones técnicas del tipo contingencia, explicado más adelante.

2.4.4.2. Gestión de los servicios complementarios

Se trata de asegurar un suministro seguro y fiable en cada momento, así como asegurar el equilibrio entre generación y demanda. Existen tres servicios complementarios básicos:

Regulación primaria

Esta regulación es obligatoria para los generadores y define un margen de potencia en el que los generadores pueden modificar su potencia generada de manera automática al producirse un desvío de frecuencia, mediante un regulador de velocidad, pudiendo tanto aumentar como reducir la producción. La función de esta regulación es corregir muy rápidamente (15 segundos) y automáticamente los desequilibrios. El procedimiento completo puede verse en [7].

Regulación secundaria (o banda de regulación)

Permite a REE resolver de forma automática desequilibrios significativos entre generación y demanda, disponiendo de una reserva de capacidad con respuesta muy rápida (30 segundos).

Las empresas generadoras presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándolas utilizando criterios del mínimo coste. El coste marginal de la banda de potencia para cada hora es el precio con el que se remunera toda la capacidad asignada en este mercado.

Con esto no solo se remunera la banda, sino que también la energía eventualmente utilizada al precio de sustitución de la energía terciaria.

Regulación terciaria

Este servicio es gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado, y tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. Se define entonces como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos. La energía de regulación terciaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación manual para la recuperación de la frecuencia.

2.4.4.3. Gestión de desvíos (reserva de sustitución)

Esta gestión de REE resuelve desequilibrios entre la oferta y la demanda que puedan identificarse pocas horas antes del despacho, luego de llevar a cabo el mercado intradiario gestionado por OMIE.

Se comunican a REE las previsiones de los desvíos de generación y consumo, además de las variaciones de previsión de producción renovable que realiza el operador del sistema, siempre y cuando los desvíos calculados superen los 300MW en media horaria, es decir cuando ya no pueden ser compensados por las regulaciones expuestas previamente.

2.5. Euphemia: mercado eléctrico híbrido paneuropeo

PCR, por sus siglas en inglés *Price Coupling of Region*, es un proyecto de *European Power Exchanges*, uno de los principales mercados europeos, creado para armonizar los mercados eléctricos. Es un proyecto operado actualmente por 8 mercados eléctricos: EPEX SPOT, GME, HEnEx, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE y TGE, abierto a otras bolsas de energía europeas que deseen unirse, y su objetivo es crear una estructura de gobierno basada en un acuerdo de copropiedad y un acuerdo de cooperación entre intercambios de mercados eléctricos europeos.

Euphemia, por sus siglas en inglés *Pan-European Hybrid Electricity Market*, es el algoritmo que se ha desarrollado para solucionar el problema asociado con la casación de los mercados eléctricos diarios en el PCR.

Por un lado, los participantes del mercado envían sus pedidos a su respectivo mercado eléctrico para luego ser recopilados y enviados a Euphemia, cuyo algoritmo

debe decidir cuales se ejecutarán y cuales se rechazarán de acuerdo con los precios que se publicarán de manera que:

- El bienestar social (excedente del consumidor + excedente del productor + renta de congestión en las regiones) generado por las órdenes ejecutadas sea máximo.
- Los flujos de energía, inducidos por las órdenes ejecutadas como resultado de las posiciones de las redes, no excedan la capacidad de los elementos relevantes de la red.

Además, Euphemia es un algoritmo genérico: no existe un límite estricto en el número de mercados, pedidos o restricciones de red; todos los pedidos del mismo tipo presentados por los participantes se tratan por igual.

Sin embargo, a medida que la matriz energética va incorporando cada vez más energías renovables, se cuestionan los criterios del algoritmo de Euphemia, ya que especialmente la energía eólica y solar no son completamente gestionables debido a su alta variabilidad.

2.6. Integración de las energías renovables

Las energías renovables son aquellas energías “limpias” y disponibles en grandes cantidades, casi infinitas o inagotables, como pueden ser la eólica, solar, hidráulica, biomasa, geotérmica, etc. Su característica común es que no contaminan en su fase de explotación, lo cual ayuda a combatir el efecto invernadero y el calentamiento climático global. Sin embargo, su integración presenta un desafío: la mayor penetración de fuentes de origen renovable exige la adaptación del sistema eléctrico convencional y su operación. El sistema eléctrico debe permanecer equilibrado entre la producción y su consumo, así como su correcto funcionamiento.

Como se mencionaba en el apartado previo, la capacidad de las líneas está limitada y organizada en una producción centralizada. Lo que hace que la generación de energías renovables se vea muchas veces limitada a su vez. Además, este tipo de generación tiene un carácter variable e imprevisible, lo cual representa un verdadero desafío para la gestión y planificación de la red convencional.

Estas generaciones renovables están en auge constante, sobre todo las eólicas y solares. Desde 2016, la energía eólica ha explotado en Europa, alcanzando una instalación de 205 GW en el 2020, lo que representa un 16% de la electricidad consumida. En el caso de la energía solar, se ha duplicado desde 2010, alcanzando cifras de más de 100 GW, como se puede ver en la *Figura 8*:

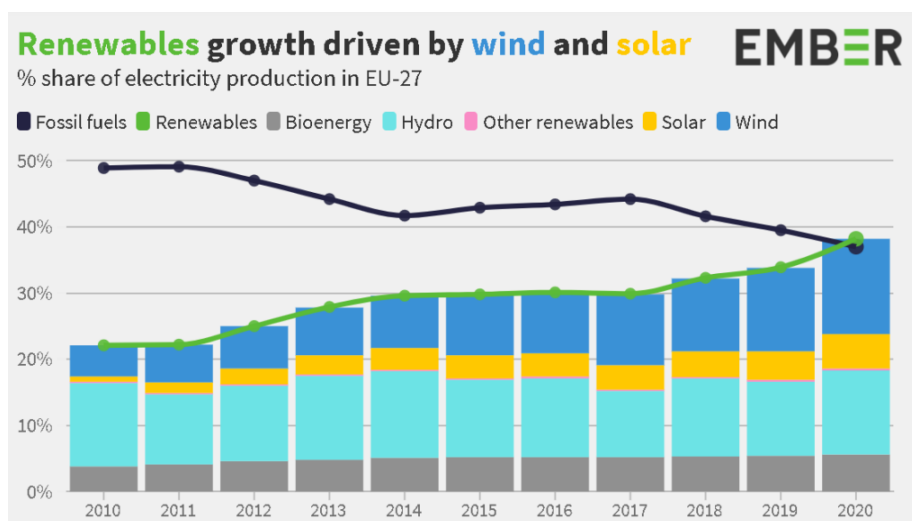


Figura 8: Evolución de las Energías Renovables en la Unión Europea (EU-27) del 2010 al 2020. [8]

El otro problema que presentan estas fuentes renovables es el carácter de generación distribuida, es decir que suelen estar conectadas a la red de distribución y no a la de generación. Estudios han demostrado que la mitad de los costes futuros de conexión de estas generaciones son necesarios para el refuerzo de la red eléctrica.

Otro problema que genera congestión y que es difícil de planificar es el aumento de mercados no regulados. Esto no solo genera problemas de congestión en sí, sino que además ocasiona problemas importantes en la homogenización de los costes de electricidad en los diferentes mercados.

2.7. Métodos para aumentar la capacidad de una línea de transporte

Habiendo expuesto la problemática de la congestión del sistema eléctrico y sus costes asociados, analizaremos las diferentes soluciones disponibles.

2.7.1. Métodos tradicionales

A raíz de las dificultades y restricciones previamente analizadas, las medidas tradicionalmente puestas en marcha suelen ser refuerzos y extensiones de la red eléctrica, como por ejemplo el reemplazo/modificación o la construcción de nuevas líneas eléctricas. Sin embargo, esta última opción suele ser muy costosa y de trámite lento, en gran parte porque existen normativas vigentes que incluyen restricciones ambientales fuertes que hacen que esta opción sea poco atractiva en términos de coste-beneficio.

También podrían utilizarse nuevos tipos de topologías de red como la distribución en malla [9], o maneras de gestionar las producciones activas y reactivas de las energías renovables [10].

En lo que refiere las modificaciones físicas, se pueden aplicar soluciones del tipo de aumento de temperatura de operación del conductor existente, cambiando el conductor por uno de sección más grande o que soporte más temperatura y tenga baja flecha, agregando conductores por fase para aumentar su número o, incrementando el voltaje de línea. Pero esto implica realizar modificaciones estructurales de la línea que a su vez implican modificaciones en las torres y subestaciones, lo que conlleva a sobrecostes y tiempo. De hecho, según la guía técnica de CIGRE 763 [11], se explica que se necesita una interrupción prolongada de la línea, una importante inversión de capital (30-50% del coste de una nueva línea) y retrasos en el tiempo para obtener los permisos que se requieren.

Con el fin de evitar estas inversiones laboriosas, el operador de la red eléctrica busca soluciones alternativas, nuevas estrategias que permitan usar de forma más eficiente y dar mejor aprovechamiento a las instalaciones ya existentes, que implican la monitorización de sistemas en tiempo real, como lo es la ampacidad dinámica.

2.7.2. Ampacidad

La ampacidad, o también, capacidad de transporte de una línea (*Line Rating* en inglés) se define como la corriente que hace alcanzar la temperatura máxima admisible

de un conductor. La temperatura de un conductor depende de la corriente de carga, de las características eléctricas del conductor y de los parámetros atmosféricos tales como el viento (velocidad y ángulo), el sol (radiación) y la temperatura ambiente.

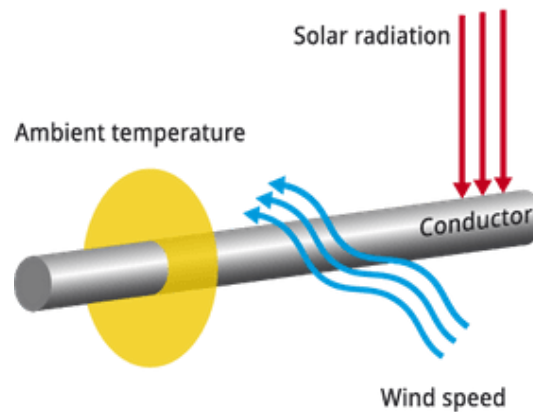


Figura 9: Parámetros atmosféricos que afectan al conductor. [11]

Las consecuencias de exceder la temperatura máxima de un conductor no solo ponen en riesgo la fiabilidad de la red, sino que también conlleva importantes riesgos de seguridad [12]. Si la temperatura de la línea excede el máximo de más de unos 10°C, puede provocar daños en las personas cerca del perímetro y descarga eléctrica a las líneas de distribución o edificios debajo de estas líneas. Es muy importante mantener siempre la temperatura límite bajo control, y nunca exceder los límites de seguridad.

Típicamente, la ampacidad de largas líneas se establece por la estabilidad o los límites de voltaje, y la ampacidad de líneas cortas se determina por los límites térmicos. Cuando se aplican los límites térmicos, es decir la ampacidad, ésta puede clasificarse en dos categorías: ampacidad estática (capacidad de transporte estática, SLR por sus siglas en inglés, *Static Line Rating*) y ampacidad dinámica (capacidad de transporte dinámica, DLR por sus siglas en inglés, *Dynamic Line Rating*).

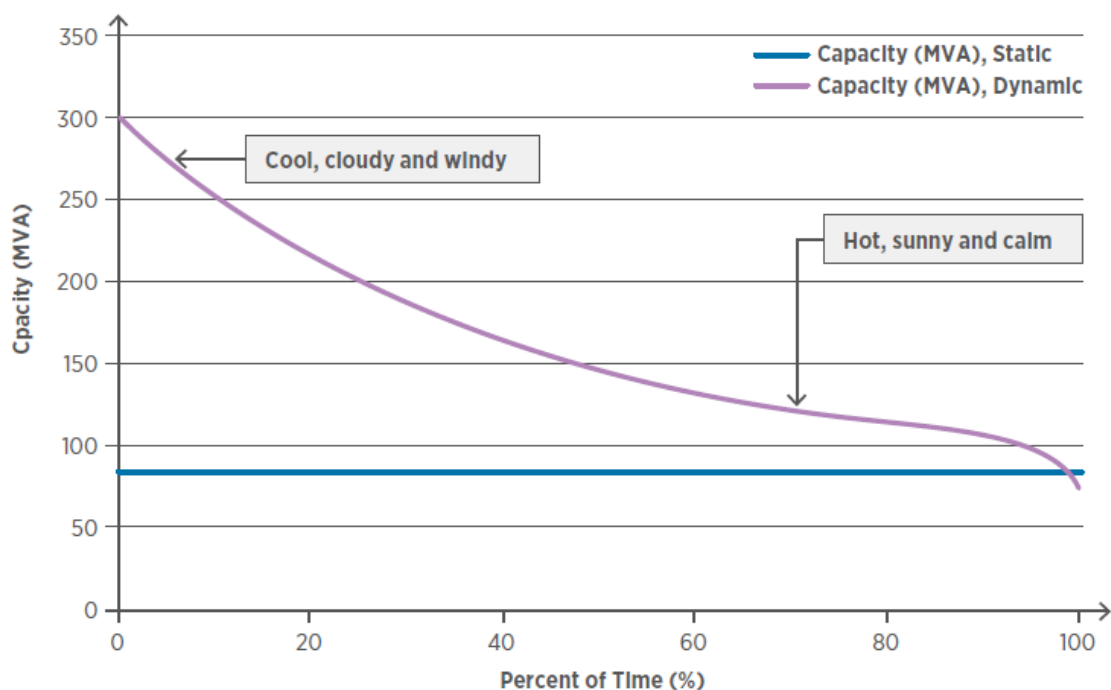


Figura 10: Comparación gráfica de la ampacidad dinámica (DLR) y la estática (SLR). [13]

2.7.2.1. Ampacidad estática (SLR)

Tradicionalmente, las líneas de transporte han sido operadas en base a la ampacidad estática.

La ampacidad estática considera condiciones desfavorables para la capacidad de transporte de las líneas. Para estimar estos límites de ampacidad, se tienen en cuenta estimaciones de temperatura, velocidad del viento y dirección, así como radiación solar para diferentes momentos del año. La SLR se calcula con un modelo de equilibrio térmico de conductor desnudo, usando condiciones climáticas conservadoras, por ejemplo, velocidad de viento bajo perpendicular (0,61 m/s aproximadamente), temperatura del aire estacional casi máximo y radiación solar máxima (1000 W/m²) como lo describe la Guía Técnica de CIGRE 299 [14].

Es importante tener en cuenta que las condiciones climáticas asumidas dependen de la región y el riesgo de tolerancia de los servicios de las compañías de

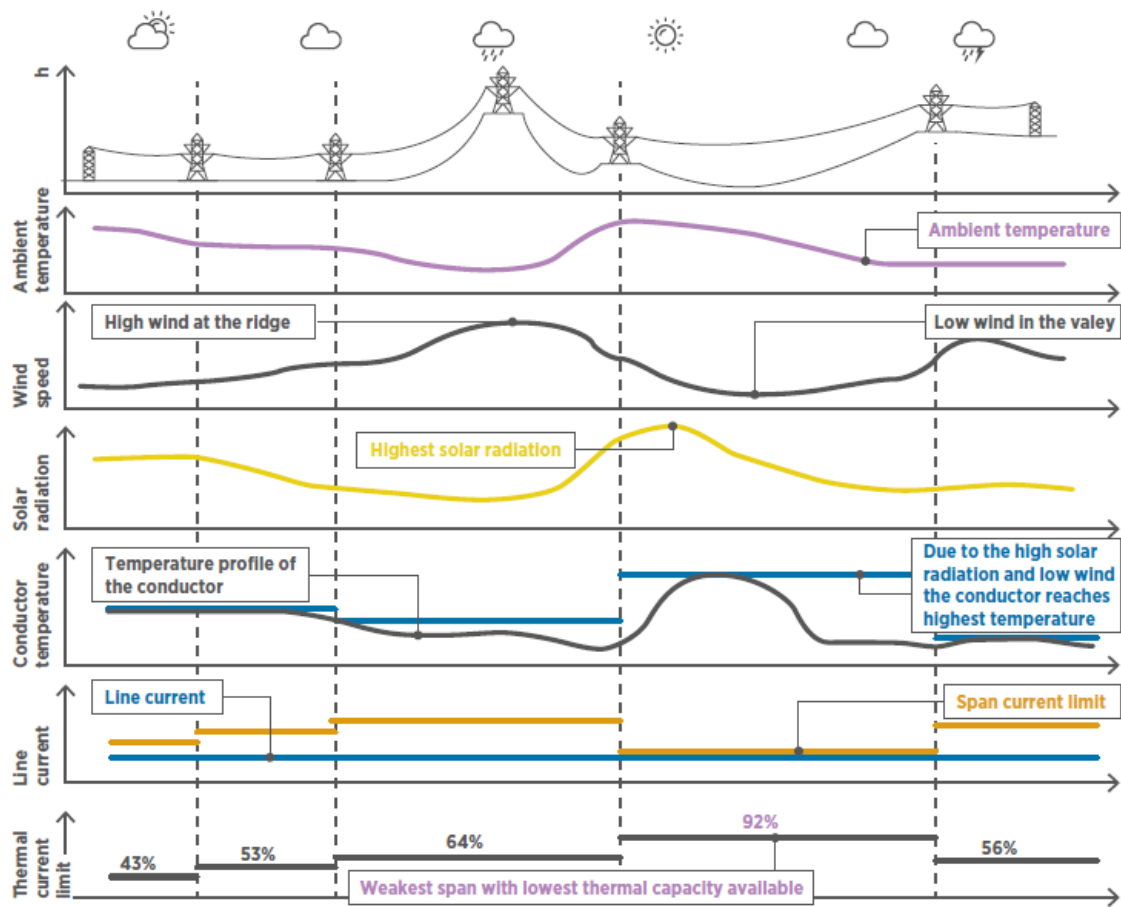
emergencia. Se considera un método conservador porque estas condiciones se dan en específicos momentos del día y no a todas las horas del día.

Además, dependiendo del clima regional, los valores de ampacidad estática pueden ser vueltos a calcular para cada estación, en vez de mantenerlos constantes a lo largo del año, típicamente estos valores están repartidos entre verano e invierno. Los límites estáticos estacionales son ampliamente utilizados ya que se pueden aplicar a todas las líneas del área o región y ninguna modificación de la línea es necesaria. En este sentido, es posible aumentar el límite en invierno, porque las temperaturas son menores.

2.7.2.2. Ampacidad dinámica (DLR)

La ampacidad dinámica (DLR) calcula la máxima capacidad que un conductor es capaz de soportar, pero contrariamente al modelo estático, este está basado en las condiciones ambientales y en la temperatura del conductor en tiempo real.

Utilizando la monitorización en tiempo real y sistemas de control, con la información proporcionada por las estaciones meteorológicas y otros dispositivos que monitorean la posición y estrés del conductor, es posible calcular la temperatura del conductor en tiempo real, como podemos apreciar en la *Figura 11*:



Note: Thermal current limit is the maximum current permitted to ensure no conductor material is damage and no maximum line sag is exceeded.

Figura 11: Variabilidad de los factores de influencia en la DLR. [13]

Los límites dinámicos son entonces establecidos en base a información obtenida de la monitorización de sistemas instalados en las líneas y/o información proporcionada por las estaciones meteorológicas cercanas a las líneas. Esta información puede ser recibida en tiempo real, o puede ser predicha con diferentes rangos de tiempo. Más adelante se describirá un caso práctico de aplicación, la línea piloto de Elgoibar, en el apartado de antecedentes.

Los límites dinámicos calculados pueden ser usados en diferentes puntos del sistema eléctrico. Las predicciones pueden ayudar a operar la red de una mejor manera [15], pero es siempre necesario tener un sistema de monitorización en tiempo real para asegurarse que no se sobrepase la temperatura máxima permitida del conductor.

El cálculo de ampacidad dinámica puede ser clasificada en dos categorías principales [15], representadas en la *Figura 12*:

- Ampacidad dinámica con ambiente ajustado (en inglés DLR-AA: *Dynamic Line Ratings with Ambient-Adjusted*), en la cual las variaciones de temperatura ambiente son tenidas en cuenta y las demás variables meteorológicas son consideradas constantes
- Ampacidad dinámica con monitorización en tiempo real (en inglés DLR-RTM: *Dynamic Line Ratings with Real-Time Monitoring*), en donde las variaciones de todas las variables meteorológicas son tenidas en cuenta.

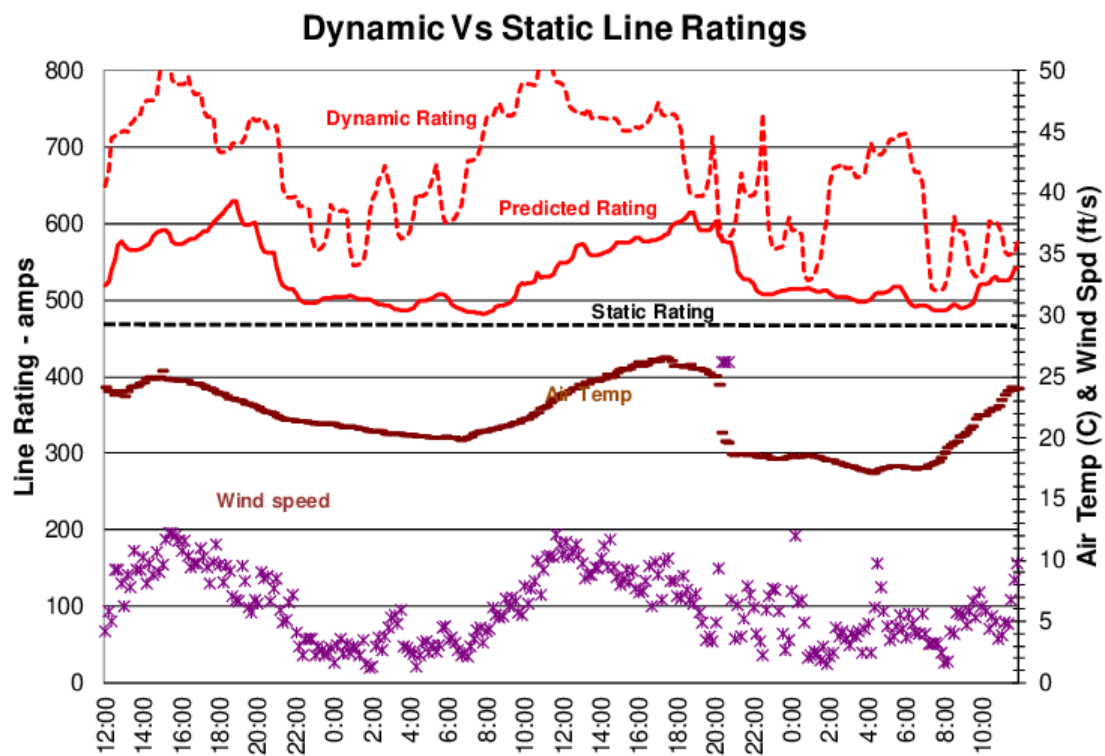


Figura 12: Representaciones de la DLR-RTM (rojo sólido) y de la DLR-AA (rojo punteado) [10]

Ésta última, la DLR-RTM, al utilizar datos reales del entorno monitorizados continuamente, permite gran exactitud y conocimiento sobre la ampacidad de línea real. Pero como desventaja, estos datos solo pueden ser usados en tiempo real o a posteriori, es decir que no pueden ser usados en las fases previas de despacho de energía. Sin embargo, conocer los valores históricos de la ampacidad real de la línea y las condiciones ambientales significa que se pueden hacer predicciones mucho más

precisas. La DLR-RTM puede ser usada para hacer predicciones de ampacidad que a su vez pueden ser usadas para el despacho de energía que tiene lugar en los mercados intradiarios, donde la energía despachada es redistribuida debido a la falta de energía en ajustes necesarios causados por restricciones técnicas del sistema. Estas restricciones pueden ser causadas por congestiones de la red o por problemas en las centrales eléctricas que han vendido su energía en los días previos del mercado diario. Consecuentemente, el conocimiento de la ampacidad real de estos mercados podría ser aplicada para permitir una distribución de energía más óptima y una mayor incorporación de energías renovables en caso de haber disponibilidad.

2.7.2.3. Uso de la DLR en la predicción de ampacidad

La ventaja principal de la predicción de la ampacidad dinámica es la posibilidad de conocer los datos de la ampacidad predicha horas o días antes del despacho de energía. En un sistema de mercado en el cual la mayoría de la energía es gestionada el día previo a su despacho, saber el detalle de la capacidad de transporte que va a existir en la red es muy importante.

Es común que, debido a las restricciones técnicas, las centrales eléctricas con capacidad de generación y con la energía comercializada, no sean capaces de despachar esta electricidad. La información proporcionada por diferentes dispositivos de monitorización puede ser usada no solo en el momento de operar la red eléctrica, pero también servir para hacer predicciones de ampacidad que pueden ser usadas en las etapas de mercado eléctrico y planificación [16].

Dependiendo del tiempo de horizonte en el cual los pronósticos son efectuados, estos pronósticos pueden ser utilizados para diferentes propósitos. Pronósticos a corto plazo, cuyos plazos son menores a seis horas, suelen ser más útiles para operación de la red y gestión de contingencias. Pronósticos a largo plazo, cuyo horizonte de tiempo va hasta las veinticuatro horas, son más aplicables para el despacho de energía (minimización de despacho de generación) y abastecimiento eléctrico en el mercado diario.

El problema de la predicción de ampacidad, utilizando información de fuentes como variables tales como el sol o el viento, hace que sea necesario asumir la posibilidad de cometer errores en dichas predicciones. Es importante evaluar el riesgo de error que puede ser tomado para encontrar la más óptima solución entre el beneficio obtenido y el costo que dicho error pueda suponer. Esto puede verse en los análisis de estudio de los beneficios de la ampacidad dinámica para diferentes niveles de incertidumbre [17].

2.7.2.4. Beneficios de la DLR

El uso de DLR permite un incremento significativo de la corriente admisible de una línea eléctrica. En este sentido, pueden obtenerse muchos beneficios potenciales, que pueden ser resumidos de la siguiente manera:

- Aumento de la integración de energías renovables, en particular energía eólica. Debido a la estrecha relación entre una mayor capacidad de viento y un mayor enfriamiento de las líneas;
- Reducción de costes al no necesitar la instalación de nuevas líneas para aumentar su capacidad;
- Reducción de costes en el despacho de producción de energía
- Aumento de la fiabilidad y seguridad de la red eléctrica

2.7.2.5. Beneficios económicos

Se espera que la capacidad renovable instalada aumente a nivel mundial, especialmente la energía eólica. El aumento de esta capacidad trae una necesidad de aumentar la capacidad de transporte en las líneas eléctricas de la red. Como hemos visto previamente, la capacidad de carga de las líneas puede ser aumentada de diferentes formas, con mejoras en las existentes estructuras del sistema, la implementación de diferentes tipos de conductores con mayor capacidad o incluso la instalación de nuevas líneas. Para aumentar la capacidad de carga, estos tipos de cambios y mejoras requieren mucha inversión. Por lo tanto, es importante considerar que un aumento en la capacidad de las líneas utilizando la ampacidad dinámica implica no tener que llevar a cabo estas inversiones.

Las congestiones se definen como situaciones en las cuales las líneas son incapaces de transportar, debido a restricciones técnicas, la carga requerida durante periodos de alta demanda [18]. En caso de que las restricciones técnicas de la red sean reducidas, los costes producidos por estas restricciones son reducidos, así como los pagos por capacidad (subvenciones nacionales para mantener centrales de generación eléctrica e incentivar la inversión), ya que no es necesario agrandar el sistema de generación.

A través del uso de la ampacidad dinámica, se ha observado una reducción del número de horas de líneas congestionadas. Esto reduce la necesidad de construir nuevas líneas o de extender las existentes.

Con el fin de analizar los beneficios de la monitorización que el sistema puede aportar, se tiene en cuenta la reducción de costes que resulta de la integración de generación más barata en el mercado. En este sentido, es posible incrementar la capacidad de las líneas en momentos con mucho viento, sacando ventaja del enfriamiento del conductor por la energía del viento.

2.7.2.6. Penetración de las energías renovables

Hay una importante relación entre la generación eólica y la ampacidad dinámica de las líneas. La aplicación de la ampacidad dinámica en las líneas que conectan con parques eólicos es muy efectiva porque en condiciones de alta demanda de generación de viento, el viento fuerte garantiza un muy buen efecto de enfriamiento del conductor. Hay entonces una complementariedad segura entre la generación de energía eólica y la ampacidad dinámica.

Utilizando la ampacidad estática de las líneas y con el fin de mantener el equilibrio generación-demanda, se deben aplicar restricciones técnicas en las instalaciones eólicas debido a las congestiones que ocurren en las líneas de salida de estos parques eólicos, ya que estas líneas no tienen suficiente capacidad de transportar toda la producción posible. En este sentido, el potencial del viento no está totalmente explotado y para completar la producción necesaria, nuevos generadores costosos y más dañinos para el ambiente son instalados.

Gracias al aumento de la capacidad de las líneas en momentos en que el potencial del viento es mayor, utilizando la ampacidad dinámica sería posible de instalar entre 20% y 50% más de energía solar en las redes eléctricas. Este aumento de la integración de la generación eólica es importante en el sistema eléctrico porque reduce el precio total del sistema de despacho, lo cual analizaremos en este proyecto más adelante. Aumentado la generación de energía eólica, el uso de centrales eléctricas dañinas para el medio ambiente es reducido, lo que es un factor muy importante considerando el cambio climático y todos los problemas ambientales relacionados a la polución.

2.7.2.7. Aplicaciones reales de ampacidad

Caso en Bélgica

El sistema operativo belga de alta tensión, llamado Elia, ha sido uno de los pioneros en la aplicación de la tecnología DLR en sus líneas eléctrica. En 2008, en colaboración con Ampacimon, Elia testeó un sistema de ampacidad dinámica en una línea de 380 kV en Bélgica, y desde ese entonces ha incrementado el uso de esta tecnología [19]. La tecnología Ampacimon (soluciones de monitorización para redes eléctricas) se ha convertido en una tecnología usada en diferentes procesos de la operación de red, consiguiendo una reducción en los costes de despacho. Teniendo en cuenta que el uso de la DLR presenta un problema de riesgo en la operación, la tecnología Ampacimon utiliza pequeños módulos que miden continuamente la flecha de la línea y esto permite calcular el máximo permanente de flujo que la línea puede soportar. La información puede ser utilizada en tiempo real y para predicciones con diferentes horizontes de tiempo. La ampacidad en tiempo real proporciona permanentemente la ampacidad máxima de la línea, con exactitud y actualizada cada 5 minutos. Sin embargo, los valores de ampacidad son muy volátiles para ser utilizados en tiempo real de las operaciones de red. La predicción de una hora proporciona la ampacidad máxima de la línea que puede ser usada con suficiente seguridad en la siguiente hora. Esta ampacidad es más estable y es la ampacidad utilizada en tiempo real por Elia en los cálculos de seguridad de red. Elia también utiliza predicciones con un horizonte de tiempo más amplio, como por ejemplo puede proporcionar una estimación de la ampacidad de una línea para las siguientes 60 horas. Este pronóstico

utiliza pronósticos meteorológicos, la información histórica de las condiciones climáticas y las medidas de flecha, actualizados cada 6 horas, utilizando nuevas predicciones meteorológicas [19].

Basado en los análisis, los resultados muestran que, utilizando 48hs de predicciones, durante 90% del tiempo la capacidad de la línea es incrementada un 10%. Elia, en conjunto con el regulador belga, tiene predefinido determinados niveles de riesgos. En consecuencia, el nivel de riesgo de 48 horas ha sido limitado a 105% de SLR durante las horas pico y 109% de SLR durante las horas valle. Sin embargo, se puede utilizar hasta 130% de SLR para una hora predicha y en tiempo real.

Caso en Uruguay

En el 2019, las energías renovables presentaban un 98% de la generación eléctrica de Uruguay, siendo un 33,6 % correspondiente a la energía eólica. Sin embargo, esta cifra ha alcanzado estos niveles gracias a innovaciones que incluyeron el uso de la capacidad dinámica en sus líneas de transporte.

Uruguay presenta un marco energético particular al ser un país muy centralizado en la capital. Es decir, que, por un lado, sus instalaciones de energías renovables están distribuidas por todo el territorio del país, pero su consumo energético se da mayoritariamente en la capital, Montevideo (donde se encuentra la mitad de la población), cuya ubicación geográfica está al sur del país (*Figura 13*). Por lo tanto, transportar la energía a través del país ha sido un gran desafío. El aumento de la capacidad de manera dinámica en los momentos valle, además de los pronósticos horarios, ha ayudado a reducir la restricción de energía eólica [13].

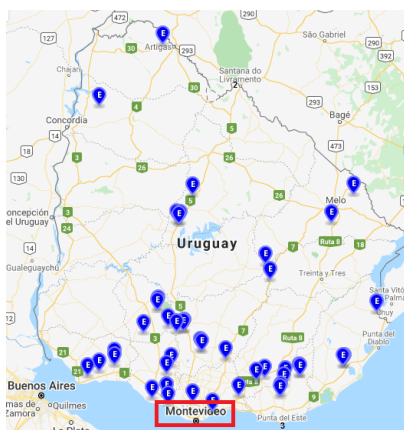


Figura 13: Mapa de Uruguay con ubicación geográfica de los parques eólicos y la capital Montevideo

2.8. Contingencias y criterio n-1

Un sistema eléctrico se define como seguro y fiable cuando está libre de peligro o riesgo. La seguridad de un sistema tiene que tener la habilidad de soportar cualquier contingencia sin consecuencias, es decir que debe ser capaz de seguir operando en estado normal a pesar de la pérdida de un elemento de la red. La seguridad se puede asociar al cumplimiento de criterios como el criterio N-1.

Una contingencia se define como un evento que ocurre con la caída de un elemento de la red, ya sea de manera imprevista o programada.

Las contingencias pueden generar disturbios potencialmente dañinos y ocurren durante un estado de funcionamiento estable de la red eléctrica. Estas faltas pueden ser causadas por una falta en un componente, una salida (temporal o permanente) o congestión en las líneas de transporte, de generadores, transformadores, lo que podría conllevar a varios grados de problemas, severos o críticos.

Según el ENTSOE [4] en su Network Code on System Operations, el criterio N-1 consiste en que, ante la ocurrencia de una falta o desconexión de un elemento del sistema eléctrico (temporal o permanente), sus efectos no se propaguen a otras instalaciones del sistema, provocando desconexiones en cascada. Así, todos los demás elementos que quedan en servicio deben ser capaces de abastecer la carga del elemento desconectado. Es decir que el criterio N-1 se cumple si la red está dentro de los límites aceptables para las situaciones de generación y demanda definidas.

Según la REE, en su Procedimiento de Operación 13.1: Criterios de desarrollo de la red de transporte [20]:

“La fiabilidad de un sistema queda definida por dos conceptos básicos:

a) «Idoneidad» del sistema, propiedad del sistema para suministrar las demandas de potencia y energía requeridas, en las condiciones programadas, que está relacionada con su comportamiento en régimen permanente.

b) «Seguridad» del sistema, propiedad del sistema que define su capacidad de soportar las perturbaciones imprevistas, que está relacionada con su comportamiento dinámico”

Particularmente, para las contingencias Nivel 1 (N-1), menciona:

“Las sobrecargas transitorias permitidas en situación de contingencia son las siguientes:

a) Un 15% para las líneas, excepto para las líneas de interconexión que se regularán de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.1.8, con una duración inferior a 20 minutos. En cables subterráneos no se admitirán sobrecargas.”

Este límite de sobrecarga de 15% será aplicado más adelante en la simulación de contingencias mediante PowerFactory, DIgSilent.

3. ANTECEDENTES

A continuación, describiremos los antecedentes en los cuales se ha basado este proyecto de *Energía Eólica y Restricciones Técnicas: análisis de la aplicación de sistemas de monitorización de la ampacidad* y que han servido de referencia para llevar a cabo las simulaciones.

3.1. Línea piloto de Elgoibar

Las bases y el origen de este proyecto comienzan con la tesis doctoral de Rafael Alberdi Muiño (2019), titulada *Metodología para la predicción de ampacidad en líneas eléctricas aéreas a partir de medidas directas y predicciones meteorológicas*. En ella, se propone una metodología para la predicción de ampacidad en líneas eléctricas aéreas, a partir de medidas de las condiciones meteorológicas locales y a partir de predicciones meteorológicas. Se puede encontrar la tesis completa en [21].

Para llevar a cabo estos estudios, se ha dispuesto de equipos de medidas en una línea piloto en Elgoibar (País Vasco, España) que es propiedad de Iberdrola (empresa energética vasca). Se trata de una línea de distribución de 30 kV con una temperatura máxima admisible de 75°C. Se puede ver su ubicación en la *Figura 14*:



Figura 14: Ubicación geográfica del estudio en Elgoibar, España

En esta línea, se instalaron instrumentos de medición en el extremo de un vano de 100 metros de largo entre los cuales: un sensor SMT con sonda PT 1000 (para medición de la corriente, y de la temperatura superficial del conductor), una célula de carga [Alth06] de 2000 kg, (para medición de la tensión mecánica), dos anemómetros (para medición de la velocidad y dirección horizontal del viento), un sensor de temperatura ambiente, un sensor de radiación solar y un pluviómetro.

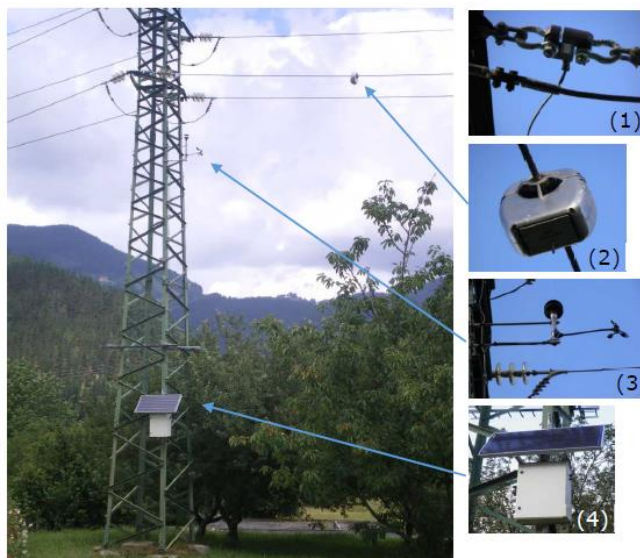


Figura 15: Instalación línea piloto Elgoibar: (1) célula de carga, (2) sensor de corriente y temperatura superficial del conductor, (3) anemómetros, (4) sensores de temperatura ambiente y de radiación solar. [21]

En cuanto a las predicciones meteorológicas, se utilizaron los datos de la región geográfica de la línea piloto (43,21° norte, 2,41° oeste) y las siguientes características: velocidad y dirección de viento a 10 metros de altura, temperatura del aire a 2 metros de altura y radiación solar en superficie. La ejecución del modelo se dio diariamente cada 6 horas y con un plazo de predicción de hasta 36 horas.

Para realizar los cálculos de ampacidad se utilizaron las ecuaciones térmicas para régimen estacionario de CIGRE [22], obteniendo series ordenadas cronológicamente en dos grupos: la ampacidad “predicha” (a partir de predicciones meteorológicas con un horizonte temporal de 24hs) y la ampacidad “observada” (a partir de las medidas con un alcance de hasta 1 hora).

Como se ha visto previamente en el análisis del estado del arte, la mayor parte de las líneas eléctricas operan en base a un límite estático de ampacidad (SLR), teniendo una adaptación diferente para cada estación o periodo (invierno-verano, etc.). Sin embargo, este límite es conservador, asumiendo los mismos valores de las variables meteorológicas para cualquier hora y cualquier día de la estación, así como para la región donde se localizan las líneas eléctricas. Para este caso particular, se considera una velocidad de viento de 0,6 m/s perpendicular al conductor, temperatura ambiente de 26°C y radiación solar de 1000 W/m²: con lo cual se define una ampacidad de 482,2 A.

En lo que refiere las predicciones de ampacidad, existe gran diversidad de métodos (a partir de medidas, de predicciones meteorológicas, etc.). En la tesis, se propone una predicción probabilística ya que por razones de seguridad no se debe superar la temperatura máxima admisible en los conductores. La ventaja de este tipo de predicciones es que se puede seleccionar el nivel de riesgo, y entonces se puede maximizar el aprovechamiento de la capacidad de la línea. Es decir que se pueden realizar predicciones de diferentes cuantiles (punto que divide la función de distribución de una variable aleatoria en intervalos regulares), definiendo para cada predicción la frecuencia en la que el valor predicho supera el medido en tiempo real. Por lo tanto, el reto de este método está en la selección del nivel de riesgo ya que cuanto más confiable sea la selección (menor riesgo), menor será el aprovechamiento de la línea, y viceversa.

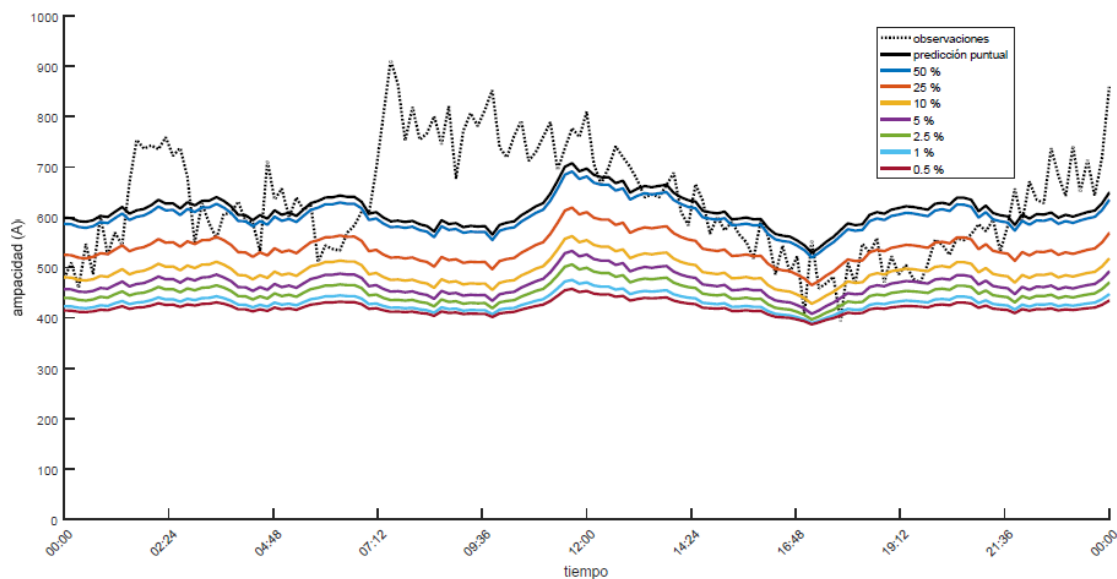


Figura 16: Predicciones probabilísticas a 4 horas vista con intervalos empíricos para diferentes segmentos de la predicción puntual de regresión línea [15]

El sistema estuvo en funcionamiento durante tres años, es decir que se disponen de datos acumulados de tres años tomados a cada minuto.

Para este trabajo se ha decidido tener en cuenta las ampacidades medidas ("observadas"), predichas (predicciones meteorológicas) y estáticas. Como queremos encontrar un equilibrio entre el riesgo y el aprovechamiento máximo de la línea, para este trabajo se van a tener en cuenta dos porcentajes de riesgo de posibilidad de superar la temperatura máxima admisible: 2,5% y 10%. Es decir que se dispondrán de cinco datos en total:

- Ampacidad medida
- Ampacidad predicha con 2,5% de riesgo
- Ampacidad predicha con 10% de riesgo
- Ampacidad estática con 2,5% de riesgo
- Ampacidad estática con 10% de riesgo

En [21], pueden verse los resultados completos, pero a continuación se expone un ejemplo de valores y luego un gráfico con la totalidad de un día de valores (24 medidas):

Tabla 1: Ampacidad medida, ampacidad predicha (2,5% y 10% de riesgo) y estáticas para (2,5% y 10% de riesgo) de riesgo [21]

| Hora | Ampacidad medida [A] | Ampacidad predicha (10% seguridad) [A] | Ampacidad predicha (2,5% seguridad) [A] | Ampacidad estática (10% seguridad) [A] | Ampacidad estática (2,5% seguridad) [A] |
|------|----------------------|--|---|--|---|
| 0:00 | 705,72 | 631,56 | 535,12 | 476,5 | 430,4 |
| 1:00 | 715,45 | 626,82 | 530,39 | 476,5 | 430,4 |
| 2:00 | 787,03 | 654,86 | 558,43 | 476,5 | 430,4 |
| 3:00 | 753,23 | 658,31 | 561,88 | 476,5 | 430,4 |

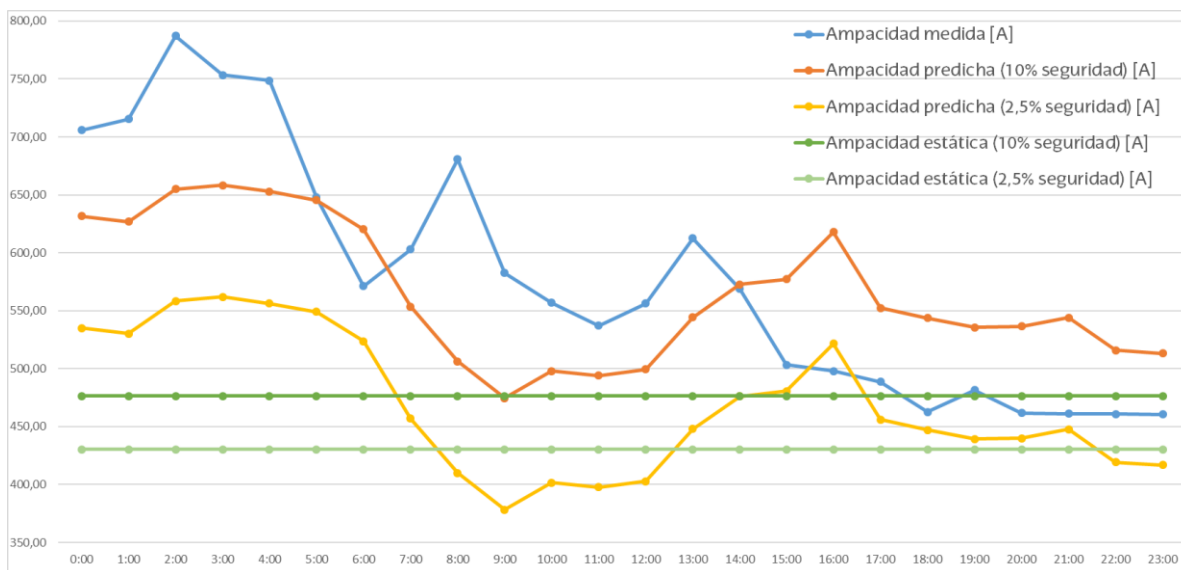


Figura 17: Representación gráfica de la ampacidad medida, ampacidad predicha (2,5% y 10% de riesgo) y estáticas para (2,5% y 10% de riesgo) de riesgo. [21]

Esto es lo que definirá entonces la base de datos de ampacidad del presente trabajo.

4. Sistema IEEE de 39 barras

4.1. Características

El segundo antecedente que ha dado origen a este trabajo es el trabajo fin de master (TFM) de Nerea San Martín Arza (2020) que se titula *Simulación del mercado eléctrico según la capacidad de transporte real*. El objetivo de este TFM fue el análisis del funcionamiento de la operación del sistema eléctrico, teniendo en cuenta los distintos mercados y los mecanismos para conseguir permanentemente un equilibrio entre la producción y la demanda, para luego estudiar los beneficios económicos del empleo de la ampacidad dinámica. Se puede encontrar el trabajo completo en [23].

Para llevar a cabo este análisis, se utilizó el programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia DlgSILENT PowerFactory. En él se puede encontrar una variedad de sistemas IEEE, es decir que cumplen las normas del Institute of Electrical and Electronics Engineers, entre los cuales se eligió el de 39 barras [24].

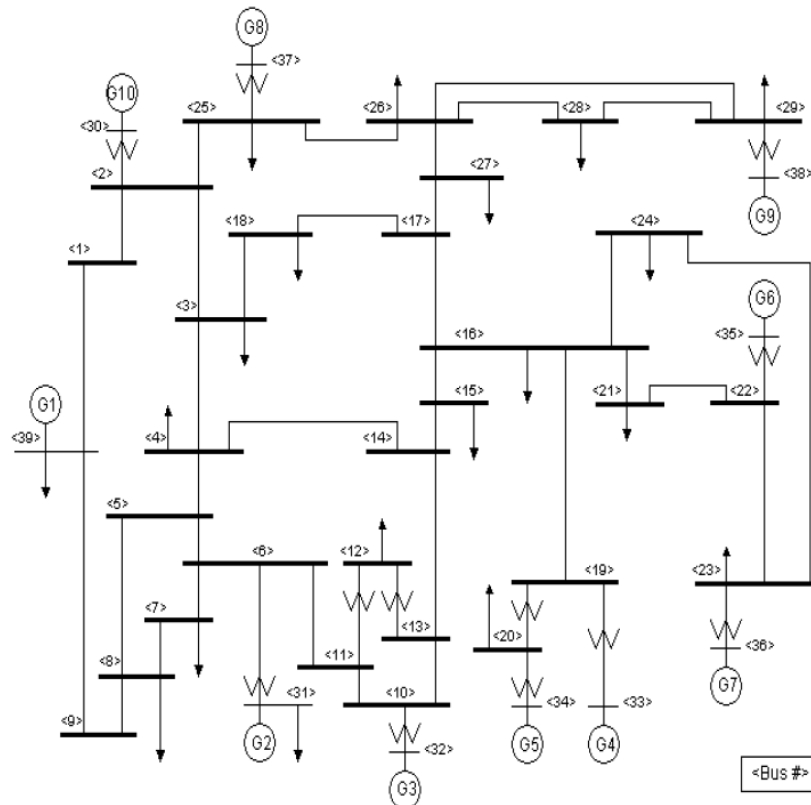


Figura 18: Diagrama unifilar del sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra. [24]

Se trata de un sistema simplificado del sistema de transporte de Nueva Inglaterra, situado al noreste de Estados Unidos. Está compuesto de 10 generadores de diferentes tipos, 19 cargas, 34 líneas y 12 transformadores, como se puede ver en el diagrama unifilar de la Figura 18. El generador G1 es el más importante pues resulta ser la interconexión con el resto de Estados Unidos y con Canadá y representa entonces la agregación de una gran cantidad de generadores. El nivel de tensión de este sistema eléctrico es predominantemente de 345 kV, teniendo algunas barras a 230 kV, 138 kV y 16,5 kV.

Esta red ha sido la base del presente trabajo, es decir que se ha tomado como tal y se ha profundizado su estudio incorporando el análisis de restricciones técnicas. Es por

ello que a continuación expondremos en detalle su funcionamiento para luego encaminarlo en el estudio análisis de contingencias.

4.2. Modificaciones al sistema original IEEE

En este trabajo se han hecho adaptaciones respecto a la generación, cargas, ampacidad de líneas y modalidad de flujo de carga, así como la aplicación de un código de programación Python a través del cual se inyectan estas modificaciones y también se recogen los resultados de la simulación. En este apartado las expondremos brevemente para más adelante explicar en detalle cómo llevarlas a cabo de manera práctica en el programa PowerFactory, de DlgSilent.

Por un lado, se hicieron modificaciones en la red directamente a través de PowerFactory, es decir modificando manualmente los ajustes de cada componente como son: el ajuste de la potencia del generador principal G1 (limitado a 1000 MW para que la diferencia entre la interconexión y el resto de los generadores no sea tan notable y trabajen todos de manera un poco más equilibrada), cambios en algunos de los tipos de central de generador (G8 y G10 se han modificado para ser de tipo eólicos) y la activación de controles en función de la potencia activa y reactiva para ser aplicado en el modo de Optimización de Flujo de Cargas (OPF, *Optimal Power Flow*),.

Por otro lado, se tomaron, a través de un código de programación de Python, datos de Excel que definen valores de ampacidad, cargas, costes de generadores y valores límites de generación eólica según la hora y el día. La idea de este estudio fue simular cada hora durante una semana entera, específicamente del 1 al 7 de febrero del 2012. Esto significa un total de 168 horas (24hs x 7 días) con sus valores respectivos de ampacidad, cargas, costes de generadores y valores límites de generación eólica.

Sin embargo, como en los trabajos anteriores ya ha quedado demostrado los beneficios económicos y de despacho que tiene el uso de la ampacidad dinámica, se ha decidido simplificar el período de tiempo de la simulación a un solo día (en vez de una semana), es decir 24 bucles de simulación, uno por cada hora, ya que es donde realmente se ve una variación de demanda (que suele repetirse más o menos de la misma manera cada día en una semana de febrero).

4.2.1. Ampacidad

Los valores de ampacidad fueron tomados en función del estudio de la tesis doctoral de Rafael Alberdi Muiño [21], previamente expuesta, pero adaptados al sistema en cuestión, cuyas líneas tienen como valor 1 kA. Como se ha visto previamente, existen 5 valores diferentes de ampacidad para cada hora (medida, predicha con riesgos de 2,5% y 10% y estática con riesgos de 2,5% y 10%). Sencillamente se ha aplicado una regla de tres, tomando como referencia la ampacidad estática con un 10% de riesgo de 476,5 A equivalente al 1kA. Se puede visualizar esta adecuación a continuación en la *Tabla 2*:

Tabla 2: Ampacidades de referencia de la tesis doctoral y adecuadas al sistema IEEE de 39 barras [23]

| | Ampacidad medida | Ampacidad predicha (2,5% riesgo) | Ampacidad estática (2,5% riesgo) | Ampacidad predicha (10% riesgo) | Ampacidad estática (10% riesgo) |
|--------------------------|------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Referencia [kA] | 0,6616 | 0,4973 | 0,4304 | 0,5937 | 0,4765 |
| Adecuado al sistema [kA] | 1,3884 | 1,0436 | 0,9033 | 1,246 | 1 |

Con esta adecuación, los valores de ampacidad correspondientes a un día completo son los de la siguiente *Tabla 3*:

Tabla 3: Valores de ampacidad de un día completo aplicados al sistema IEEE de 39 barras

| Día | Hora | Ampacidad medida [kA] | Ampacidad predicha (2,5% riesgo) [kA] | Ampacidad estática (2,5% riesgo) [kA] | Ampacidad predicha (10% riesgo) [kA] | Ampacidad estática (10% riesgo) [kA] |
|--------|-------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 01-feb | 0:00 | 1,3884 | 1,0436 | 0,9033 | 1,2460 | 1,0000 |
| 01-feb | 1:00 | 1,4781 | 1,0581 | 0,9033 | 1,2605 | 1,0000 |
| 01-feb | 2:00 | 1,5061 | 1,1318 | 0,9033 | 1,3342 | 1,0000 |
| 01-feb | 3:00 | 1,3297 | 1,1303 | 0,9033 | 1,3327 | 1,0000 |
| 01-feb | 4:00 | 1,5332 | 1,1867 | 0,9033 | 1,3891 | 1,0000 |
| 01-feb | 5:00 | 1,6434 | 1,1829 | 0,9033 | 1,3853 | 1,0000 |
| 01-feb | 6:00 | 1,3236 | 1,2266 | 0,9033 | 1,4289 | 1,0000 |
| 01-feb | 7:00 | 1,3555 | 1,2220 | 0,9033 | 1,4244 | 1,0000 |
| 01-feb | 8:00 | 1,6445 | 1,2284 | 0,9033 | 1,4308 | 1,0000 |
| 01-feb | 9:00 | 1,8799 | 1,2417 | 0,9033 | 1,4441 | 1,0000 |
| 01-feb | 10:00 | 1,7429 | 1,2577 | 0,9033 | 1,4600 | 1,0000 |
| 01-feb | 11:00 | 1,4704 | 1,2456 | 0,9033 | 1,4480 | 1,0000 |
| 01-feb | 12:00 | 1,4346 | 1,2423 | 0,9033 | 1,4447 | 1,0000 |
| 01-feb | 13:00 | 1,3520 | 1,2247 | 0,9033 | 1,4271 | 1,0000 |
| 01-feb | 14:00 | 1,3406 | 1,1880 | 0,9033 | 1,3904 | 1,0000 |
| 01-feb | 15:00 | 1,3035 | 1,1817 | 0,9033 | 1,3840 | 1,0000 |
| 01-feb | 16:00 | 1,3270 | 1,2054 | 0,9033 | 1,4078 | 1,0000 |
| 01-feb | 17:00 | 1,4025 | 1,1724 | 0,9033 | 1,3748 | 1,0000 |
| 01-feb | 18:00 | 1,2948 | 1,1439 | 0,9033 | 1,3463 | 1,0000 |
| 01-feb | 19:00 | 1,6249 | 1,1264 | 0,9033 | 1,3288 | 1,0000 |
| 01-feb | 20:00 | 1,6865 | 1,1632 | 0,9033 | 1,3656 | 1,0000 |
| 01-feb | 21:00 | 1,6397 | 1,1812 | 0,9033 | 1,3836 | 1,0000 |
| 01-feb | 22:00 | 1,9538 | 1,1379 | 0,9033 | 1,3403 | 1,0000 |
| 01-feb | 23:00 | 1,9131 | 1,1373 | 0,9033 | 1,3397 | 1,0000 |

En el trabajo de 39 barras original [23], se decidió aplicar estos valores de ampacidad a una sola línea (línea 02 – 03) ya que se observó que la variación de ampacidad no generaba ningún efecto en las otras líneas, y tampoco llegaban a su límite de carga máxima. En cambio, en esta línea, se observó que aumentando su ampacidad se aumentaba su capacidad de transporte de energía y el sistema se volvía más eficiente en términos económicos. Esto se debe a que, por un lado, es la línea que más se carga durante las simulaciones y por otro, que está cerca de los generadores eólicos, generadores cuyo uso se prioriza al utilizar un flujo de cargas óptimo. Entonces al aumentar su ampacidad y por lo tanto su capacidad de transporte, se puede aprovechar en mayor cantidad la energía eólica disponible. Además, esta línea se encuentra cerca del generador G1 (generador de interconexión) y es uno de los más baratos después de los eólicos.

4.2.2. Cargas

Los valores de las 19 cargas, y por lo tanto de la demanda del sistema, se adaptaron a valores más realistas para representar las verdaderas variaciones de demanda a lo largo del día, obteniendo así los momentos valle y pico del día. Se partió de la base de datos de Red Eléctrica de España (REE) [5] que puede encontrarse en la web, tomando como referencia la curva de un día completo de febrero, como puede verse en la *Figura 19*:

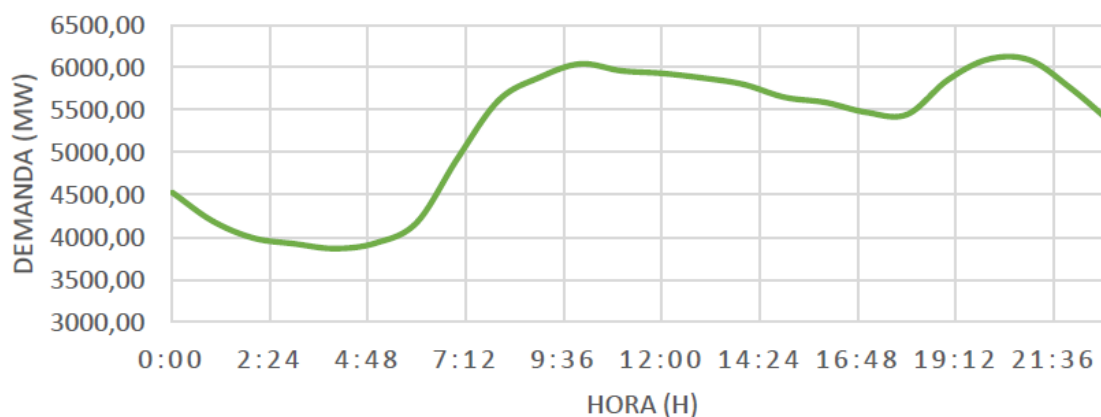


Figura 19: Curva diaria de demanda total del sistema en base a los datos de la REE [5]

Los valores detallados pueden verse en el *Anexo I* ya que se trata de 19 valores por 24 horas, o sea 456 valores.

4.2.3. Generadores

En cuanto a los generadores, además del tipo de central, se ajustaron los precios según su tipo de generación con el fin de analizar el impacto de la amplitud variable en la integración de la energía eólica y sus beneficios económicos. Se tomaron como referencia los precios propuestos en el paper [17]. En dicho artículo, los precios de despacho de los generadores se definen entre 70 \$/MWh para el generador más caro, y 0 \$/MWh, para los generadores eólicos. Así que para las simulaciones se definieron los precios máximos entre estos dos valores, dependiendo el tipo de central, siendo la de carbón la más cara, la de gas e hidráulica intermedias y la eólica nula. Esto implica que al aplicar la herramienta de Power Factory, Optimal Power Flow, se prioriza el uso de la energía eólica, ya que su costo es nulo, lo cual es nuestro objetivo principal.

La asignación de costes de despacho, así como de central quedan entonces definidos según la siguiente *Tabla 4*:

Tabla 4: Tipo de central y precio de los generadores

| Generador | Tipo de central | Precio [\$/MWh] | |
|-----------|----------------------|-----------------|------|
| G 01 | Otros: interconexión | Medio | 37,5 |
| G 02 | Gas | Medio alto | 62,5 |
| G 03 | Gas | Medio alto | 62,5 |
| G 04 | Carbón | Alto | 87,5 |
| G 05 | Carbón | Alto | 87,5 |
| G 06 | Hidráulica: bombeo | Medio | 37,5 |
| G 07 | Carbón | Alto | 87,5 |
| G 08 | Eólica | Bajo | 0 |
| G 09 | Hidráulica: bombeo | Medio | 37,5 |
| G 10 | Eólica | Bajo | 0 |

Además, una vez definidos los precios máximos, la idea es llevar a cabo las simulaciones siguiendo una curva de precios para cada tipo de central. Para ello, se han tomado la curva del precio marginal, definidos por OMIE (*Figura 20*) [25], como referencia para marcar las variaciones de precios de una misma central.

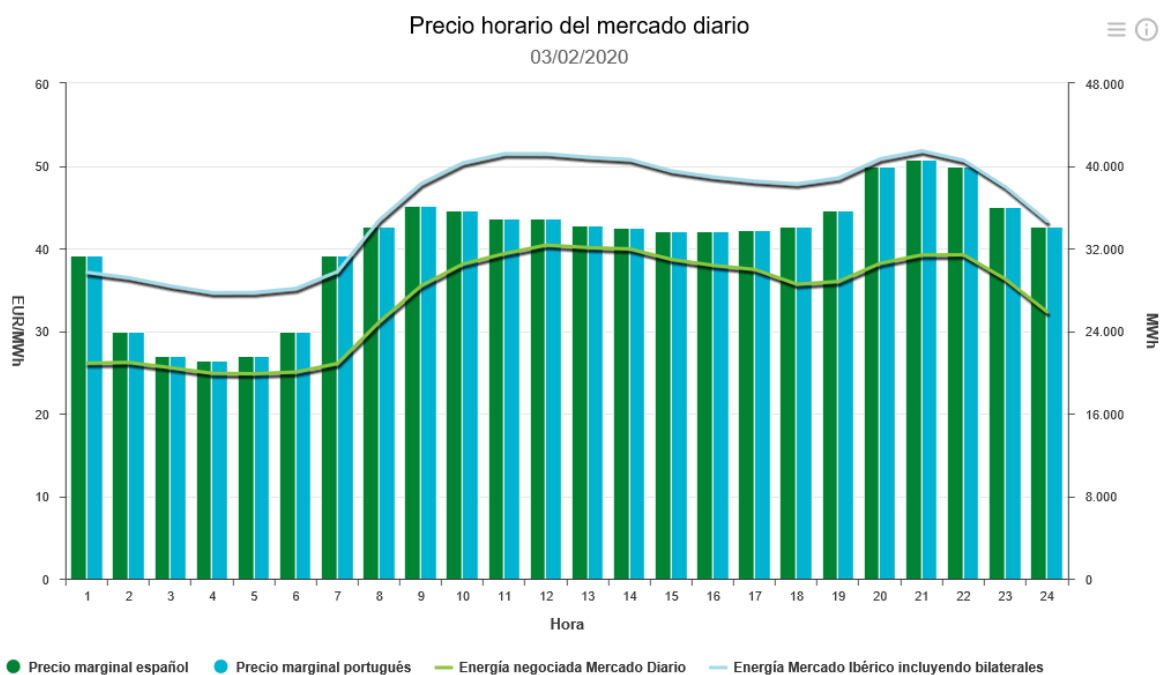


Figura 20: Precio marginal y energía negociada en el Mercado Ibérico (03/03/2020) [25]

Considerando que los generadores eólicos G8 y G10 tienen costo nulo, los precios de las centrales a lo largo de 24hs horas quedan definidos como lo muestra la *Tabla 5*:

Tabla 5: Precios asignados para los generadores hidráulicos, de gas y carbón

| Hora | Precio marginal (€/MWh) | Hidráulicos G01, G06, G09 (\$/MWh) | Gas G02, G03 (\$/MWh) | Carbón G04, G05, G07 (\$/MWh) |
|-------|-------------------------|------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| 0:00 | 39,2000 | 28,9541 | 48,2568 | 67,5596 |
| 1:00 | 30,0000 | 22,1588 | 36,9313 | 51,7038 |
| 2:00 | 27,0000 | 19,9429 | 33,2381 | 46,5334 |
| 3:00 | 26,4900 | 19,5662 | 32,6103 | 45,6544 |
| 4:00 | 27,0000 | 19,9429 | 33,2381 | 46,5334 |
| 5:00 | 30,0000 | 22,1588 | 36,9313 | 51,7038 |
| 6:00 | 39,2000 | 28,9541 | 48,2568 | 67,5596 |
| 7:00 | 42,6100 | 31,4728 | 52,4547 | 73,4366 |
| 8:00 | 45,1300 | 33,3342 | 55,5569 | 77,7797 |
| 9:00 | 44,6100 | 32,9501 | 54,9168 | 76,8835 |
| 10:00 | 43,6200 | 32,2188 | 53,6981 | 75,1773 |
| 11:00 | 43,6100 | 32,2114 | 53,6857 | 75,1600 |
| 12:00 | 42,8300 | 31,6353 | 52,7255 | 73,8157 |
| 13:00 | 42,4700 | 31,3694 | 52,2824 | 73,1953 |
| 14:00 | 42,1400 | 31,1257 | 51,8761 | 72,6266 |
| 15:00 | 42,0300 | 31,0444 | 51,7407 | 72,4370 |
| 16:00 | 42,2700 | 31,2217 | 52,0361 | 72,8506 |
| 17:00 | 42,7100 | 31,5467 | 52,5778 | 73,6089 |
| 18:00 | 44,5700 | 32,9205 | 54,8675 | 76,8146 |
| 19:00 | 49,9800 | 36,9165 | 61,5275 | 86,1385 |
| 20:00 | 50,7700 | 37,5000 | 62,5000 | 87,5000 |
| 21:00 | 50,0000 | 36,9313 | 61,5521 | 86,1729 |
| 22:00 | 44,9900 | 33,2307 | 55,3846 | 77,5384 |
| 23:00 | 42,6100 | 31,4728 | 52,4547 | 73,4366 |

Por último, respecto los valores límites de generación eólica correspondientes a los generadores G8 y G10, cabe mencionar que no se disponen de datos de predicción o de medición de viento, por lo tanto, no se sabe de cuanta producción eólica se dispone. Sin embargo, en el análisis del estado del arte, se explicó que el viento es uno de los factores meteorológicos que más influye en el valor de la ampacidad. Su velocidad, así como su dirección es uno de los factores que es directamente responsable del enfriamiento de las líneas. Por lo tanto, se ha decidido suponer una correlación entre la ampacidad medida y el viento, considerándolos proporcionales, de este modo, se ha definido como máxima producción de cada generador la mayor ampacidad registrada y así sucesivamente. Se pueden ver estos valores en la siguiente *Tabla 6*:

Tabla 6: Potencial eólico de G8 y G 10 proporcional a la ampacidad medida durante un día

| Día | Hora | Ampacidad medida [kA] | G 08 [MW] | G 10 [MW] |
|--------|-------|-----------------------|-----------|-----------|
| 01-feb | 0:00 | 1,3884 | 422,82 | 604,03 |
| 01-feb | 1:00 | 1,4781 | 450,14 | 643,06 |
| 01-feb | 2:00 | 1,5061 | 458,66 | 655,22 |
| 01-feb | 3:00 | 1,3297 | 404,95 | 578,50 |
| 01-feb | 4:00 | 1,5332 | 466,92 | 667,02 |
| 01-feb | 5:00 | 1,6434 | 500,47 | 714,96 |
| 01-feb | 6:00 | 1,3236 | 403,09 | 575,84 |
| 01-feb | 7:00 | 1,3555 | 412,80 | 589,71 |
| 01-feb | 8:00 | 1,6445 | 500,82 | 715,45 |
| 01-feb | 9:00 | 1,8799 | 572,51 | 817,87 |
| 01-feb | 10:00 | 1,7429 | 530,80 | 758,28 |
| 01-feb | 11:00 | 1,4704 | 447,80 | 639,72 |
| 01-feb | 12:00 | 1,4346 | 436,89 | 624,13 |
| 01-feb | 13:00 | 1,3520 | 411,74 | 588,21 |
| 01-feb | 14:00 | 1,3406 | 408,26 | 583,23 |
| 01-feb | 15:00 | 1,3035 | 396,98 | 567,12 |
| 01-feb | 16:00 | 1,3270 | 404,14 | 577,35 |
| 01-feb | 17:00 | 1,4025 | 427,12 | 610,17 |
| 01-feb | 18:00 | 1,2948 | 394,31 | 563,31 |
| 01-feb | 19:00 | 1,6249 | 494,86 | 706,95 |
| 01-feb | 20:00 | 1,6865 | 513,60 | 733,71 |
| 01-feb | 21:00 | 1,6397 | 499,37 | 713,39 |
| 01-feb | 22:00 | 1,9538 | 595,00 | 850,00 |
| 01-feb | 23:00 | 1,9131 | 582,63 | 832,32 |

5. OPF: Flujo de cargas óptimo de PowerFactory

Como se ha mencionado previamente, la simulación de este trabajo se llevó a cabo en modo Flujo de Cargas Óptimo (OPF, *Optimal Power Flow*) y en corriente continua (DC), ya que en corriente alterna (AC) la simulación se vuelve mucho más compleja y muchas veces el cálculo no converge.

Según el manual de PowerFactory, el módulo de optimización de flujo de carga, (OPF) no es un flujo de cargas estándar (módulo *Load Flow*) si no que sirve para agregar inteligencia a las funciones de flujo de cargas existentes. Es decir, optimiza una determinada función objetivo en una red, mientras se cumplen ciertas restricciones de igualdad (las ecuaciones de flujo de cargas) y restricciones de desigualdad (por ejemplo, límites de potencia reactiva del generador).

Este tipo de simulación de flujo de cargas lleva a cabo una optimización, calculando los mejores valores posibles en función del objetivo, que en este TFM se definió como Minimización de costes. Es decir, se minimiza el costo de despacho de energía utilizando los generadores de menor costo. Es por ello que se busca predefinir el costo de los generadores en función de su central y que la de eólica representa un costo nulo para así priorizar su utilización. Luego le siguen las centrales de valor medio y por último, las más caras, de carbón, que será la central menos priorizada.

Dentro de este módulo, se puede elegir entre la optimización por el método del punto interior y optimización lineal. Dentro de éste último, se pueden agregar restricciones de contingencia, lo cual será nuestro caso que veremos más adelante.

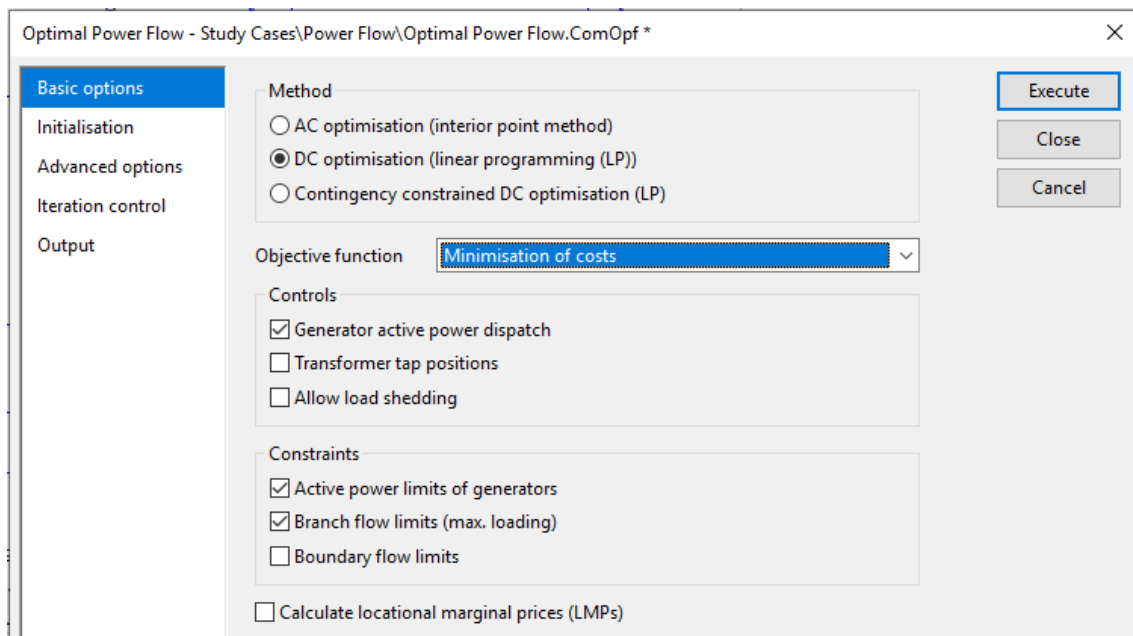


Figura 21: Diferentes métodos de la herramienta Optimal Power Flow de flujo de carga de PowerFactory

El primero se llama *AC Optimisation*, es decir optimización en corriente alterna, y lo que hace es llevar a cabo una optimización no lineal basada en un algoritmo de punto interior [26] que se resuelve de manera iterativa. Esta resolución es precisa pero compleja y muchas veces termina resultando en problemas de convergencia.

El segundo es el *DC Optimisation*, es decir optimización en corriente continua, y lo que hace es llevar a cabo un método de flujo de carga lineal (LP, *Linear Programming*). PowerFactory utiliza una resolución lineal estándar basada en el método simplex y un

algoritmo de ramificación y acotamiento) que comprueba si la solución es viable. Se trata de una solución aproximada, con lo cual es un método rápido, sin iteraciones y sin problemas de convergencia. Se define la magnitud de tensión de todos los nudos en 1 p.u., se desprecian las pérdidas y se calculan los flujos de potencia activa y los ángulos de las tensiones.

Se dispone de una serie de variables de control, de las cuales al menos una debe estar seleccionada:

- *Generator Active Power Dispatch* (Despacho de potencia activa de generador).
- *Transformer Tap Positions* (Posiciones TAP de transformador).
- *Allow Load Shedding* (Permitir deslastre de cargas).

Además, se busca optimizar una función objetivo que puede ser del tipo:

- *Feasibility Check* (Verificación de viabilidad): verifica la viabilidad de la red considerando los controles y restricciones especificados (flujo de cargas restringido).
- *Minimisation of Costs* (Minimización de costos): el objetivo es minimizar los costes de generación, con lo cual es imprescindible definir los costes de cada generador.
- *Minimisation Generator Dispatch Change* (Minimización de cambio de despacho de generación): minimiza el cambio en el despacho del generador desde el valor inicial de los generadores.

Por último, encontramos el *Contingency constrained DC Optimisation (Linear Programming)* (Optimización DC con restricción de contingencia) cuyo funcionamiento es igual a la optimización en corriente continua, pero agregando restricciones de contingencias, o sea incorporando la herramienta llamada *Contingency Analisis* de PowerFactory, explicada en el apartado siguiente. Este módulo contiene 5 opciones de función objetivo a definir por el usuario, entre ellas las mencionadas previamente en *DC Optimization* y cuenta además con la posibilidad de considerar acciones posteriores a las faltas especificadas.

El método que utilizaremos para el presente trabajo es *Contingency constrained DC Optimisation (LP)* con *Minimisation of Costs* ya que el objetivo es priorizar la inyección de energía eólica.

6. Herramienta de Análisis de contingencias de PowerFactory

A continuación, veremos la herramienta de Análisis de Contingencias (*Contingency Analysis*) que provee PowerFactory.

Según el manual, el término Análisis de Contingencia se refiere esencialmente al análisis de condiciones anormales de un sistema eléctrico. En general, puede ser considerado como el proceso de evaluar el estado de la red con cortes no planificados de elementos individuales (como transformadores, barras, líneas de transporte, etc.) o de grupos de elementos, en términos de cargas post-faltas y voltajes. Por lo tanto, puede ser utilizado para determinar márgenes de transferencia de potencias o para detectar riesgos inherentes en el cambio de condiciones de carga.

Según PowerFactory, un componente interrumpido es un elemento primario de la red que es energizado antes de una falta y desenergizado después de la falta. Un componente es considerado energizado si está topológicamente conectado al bus de referencia de la red. Si una región se define como un conjunto de componentes topológicamente conectados, las regiones pueden tener estados energizados, desenergizados e interrumpidos, dependiendo de su conexión a un bus de referencia de la red. Se define como bus de referencia cuando tiene conectado un generador síncrono o una malla/red externa.

Existen dos tipos de análisis de contingencias: AC, de corriente alterna, que utiliza un cálculo de flujo de cargas en corriente alterna iterativo; o DC, de corriente continua, que utiliza el flujo de cargas de corriente continua (que es más rápido y más útil en los casos en donde la convergencia en corriente alterna es compleja). El análisis de contingencias consiste en un flujo de cargas base, y luego flujos de cargas posteriores donde cada contingencia es analizada a su vez para analizar su efecto en la red.

Existen 3 métodos de cálculo propuestos por PowerFactory:

- *AC Load Flow Calculation* (Cálculo de flujo de cargas en corriente alterna): utiliza un método de flujo de cargas iterativo en AC para calcular el flujo de potencia y los voltajes por cada caso de contingencias.

- *DC Load Flow Calculation* (Cálculo de flujo de cargas en corriente continua): utiliza un método de flujo de cargas lineal en DC para calcular el flujo de potencia activa por cada caso de contingencia.
- *DC Load Flow + AC Load Flow for Critical Cases* (Flujo de cargas en corriente continua + Flujo de cargas en corriente alterna para casos críticos): realiza dos ejecuciones (si es necesario). Primero, utiliza un método de flujo de cargas lineal en DC para calcular el flujo de potencia activa por cada caso de contingencia. Si para ciertas contingencias se detecta que las cargas están fuera de un cierto umbral (*critical cases*), el análisis de contingencias recalculará el flujo de cargas posterior a la falta utilizando el método iterativo de flujo de carga en AC

Para nuestro estudio, utilizaremos la primera opción ya que es la clásica.

6.1. Creación de contingencias: casos de falta y grupos

Los *Contingency Cases* se utilizan en PowerFactory para definir situaciones de contingencia en las redes analizadas. Una contingencia determina qué componentes se ponen fuera de servicio. Cuando una contingencia es ejecutada, el análisis de contingencia considera cada caso registrado del sistema, poniendo los correspondientes componentes fuera de servicio y ejecutando un flujo de cargas de contingencia.

Los *Contingency Cases* pueden contener simplemente una lista de elementos que se deben "interrumpir" para representar una falta en la red o, lo más común, contener referencias a casos de falta (*Fault Cases*) que se almacenan en la *Operational Library*.

Es importante distinguir las 2 grandes diferencias entre las contingencias que utilizan los *Fault Cases* y las que no:

- Cuando no se utiliza un *Fault Case*, el elemento en falta (interrumpido) es directamente eliminado del cálculo.
- Cuando se utiliza un *Fault Case*, el elemento en falta (interrumpido) es eliminado a través de la operación de los interruptores de circuitos (explícitamente o utilizando el rastreador de topología inherente).

Para una modelización realista, lo que se recomienda es el uso de *Fault Cases*.

En definitiva, hay varias maneras de crear contingencias, casos de faltas y lo que se denominan grupos de faltas.

Todo esto puede encontrarse en el manual de PowerFactory, así que describiremos la manera que resulta más práctica y organizada a la hora de llevar a cabo nuestro estudio de contingencias.

Primero, se definen los *Fault Cases*. Se quiere asignar un caso de falta a cada línea, es decir que se simulará una contingencia en cada una de las 34 líneas de transporte. Para evitar hacer esto a mano caso por caso, se utiliza la herramienta llamada *Contingency Definition*, que se encuentra en:

Calculation => Contingency Analysis => Contingency Definition (Fig. 22)

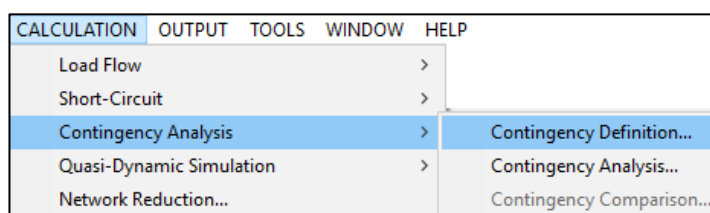


Figura 22: Ubicación de Contingency Definition en Calculation, PowerFactory DlgSilent

Cuando se abre la ventana de Contingency Definition, se definen las contingencias a crear. Se quiere que queden registradas en la *Operational Library*, así que se selecciona la primera opción (*Fault Cases*), que cumplan el criterio N-1 y por último, el objetivo es el estudio de contingencias de las líneas así que esa es la casilla que se selecciona, como se observa en la Figura 23:

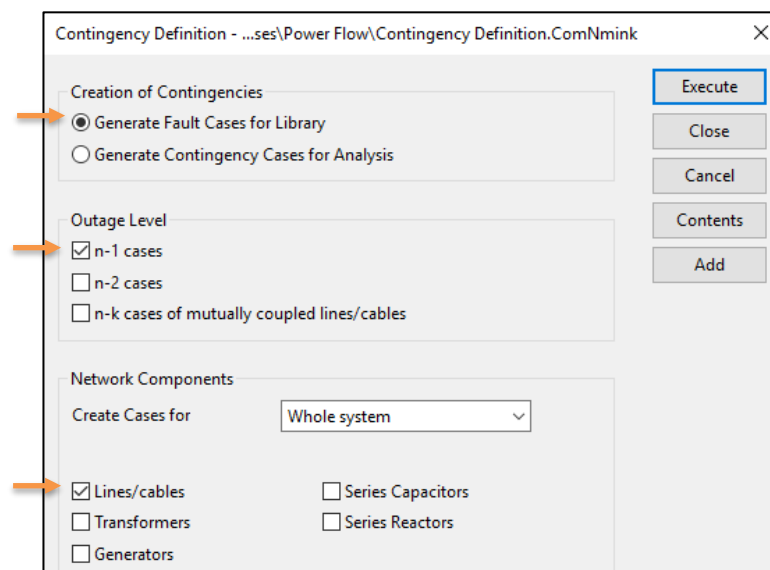


Figura 23: Definición de las Fault Cases, PowerFactory

De esta manera, quedan generados los 34 *Fault Cases*, uno por cada línea, almacenados en la *Operational Library*.

El segundo paso es la creación de *Fault Groups*, es decir grupos de faltas, para organizar las contingencias en grupos ya que son muchas líneas. Se ha decidido organizar la red en 6 grupos de líneas por zona, como lo muestra la *Figura 24*:

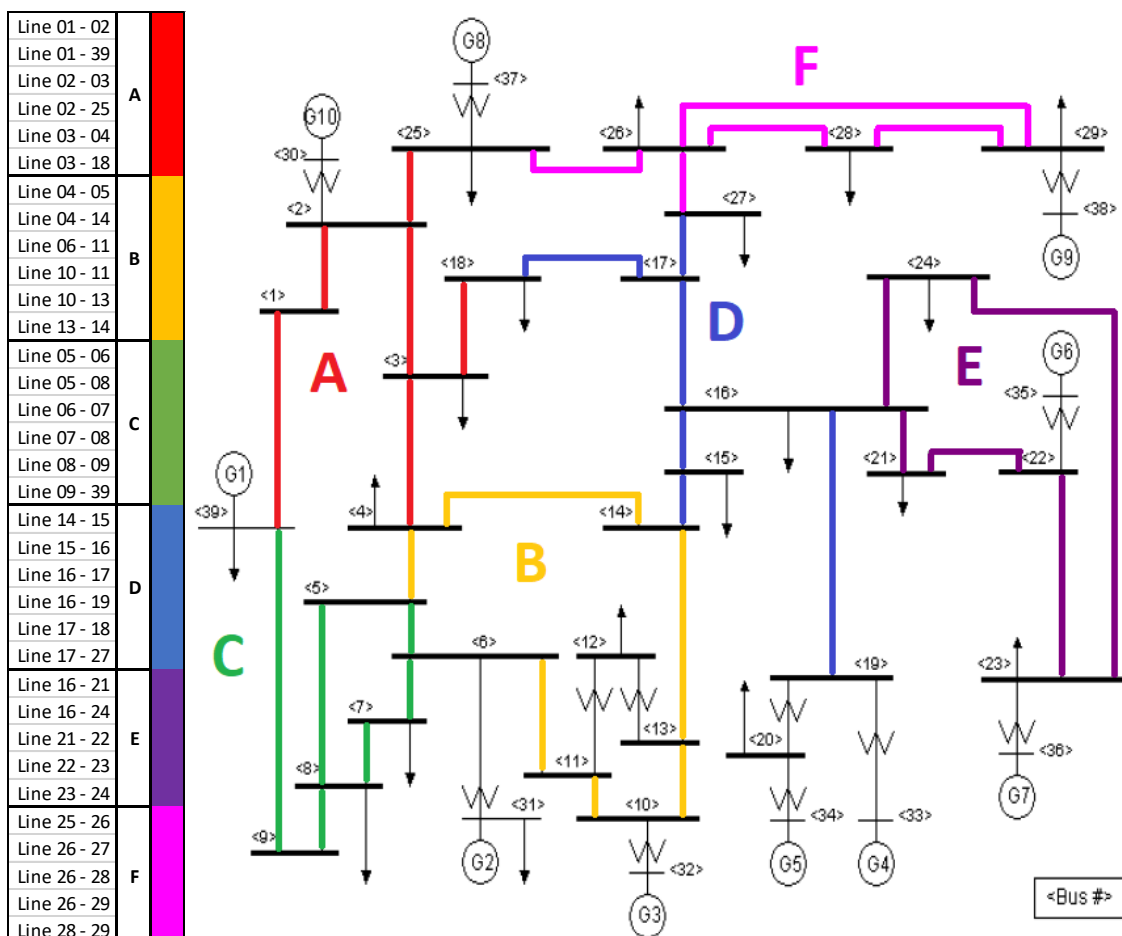


Figura 24: Organización de zonas de líneas para los diferentes Fault Groups en la red IEEE de 39 barras

Para crear estos grupos, hay que acceder a la carpeta *Faults* (donde quedaron almacenados las 34 *Fault Cases*) en la *Operational Library*, por ejemplo, desde el menú *Data* (Figura 25):

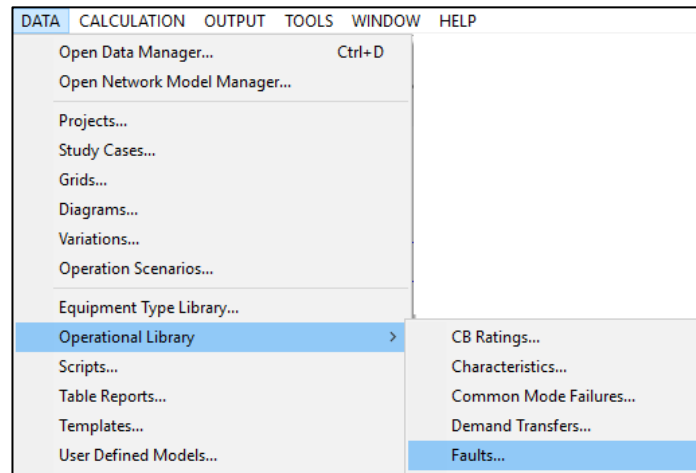


Figura 25: Acceso a Faults dentro de Operational Library a través del menú Data

Cuando se abre esta carpeta aparecen las dos subcarpetas: *Faults Cases* y *Fault Groups*. En esta última es donde se crean los 6 grupos, creando un nuevo elemento por grupo: *Fault Group (IntFaultgrp)* al cual se le asigna un nombre (Grupo X). Por último, a cada grupo se le van a asignar las líneas como se ilustra en la *Figura 25*, seleccionando la casilla *Add Cases*, donde se le podrán las líneas correspondientes a cada grupo (*Figura 26*).

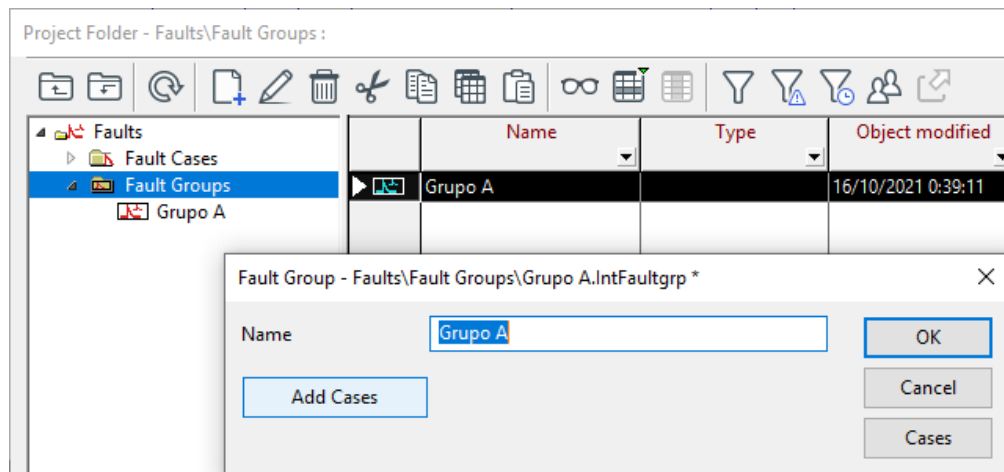


Figura 26: Creación de Fault Groups con sus respectivas Fault Cases

Una vez creados los grupos, se puede proceder a insertarlos en la herramienta *Contingency Analysis* que será ejecutada a través de la herramienta *Optimal Power Flow*. Para ello, hay que abrir la ventana *Contingency Analysis* en *Calculation* y en *Contingencies* seleccionar *Add Cases/Groups* y seleccionar el grupo correspondiente.

Para que las contingencias queden correctamente seleccionadas, es importante clicar en el nombre del grupo en el menú de la izquierda para que aparezcan las líneas dentro del recuadro derecho, como lo ilustra la *Figura 27*. Si lo que aparece en el recuadro derecho es el nombre del grupo, PowerFactory no permitirá la acción, ya que el objeto final que debe incluirse son los *Fault Cases*.

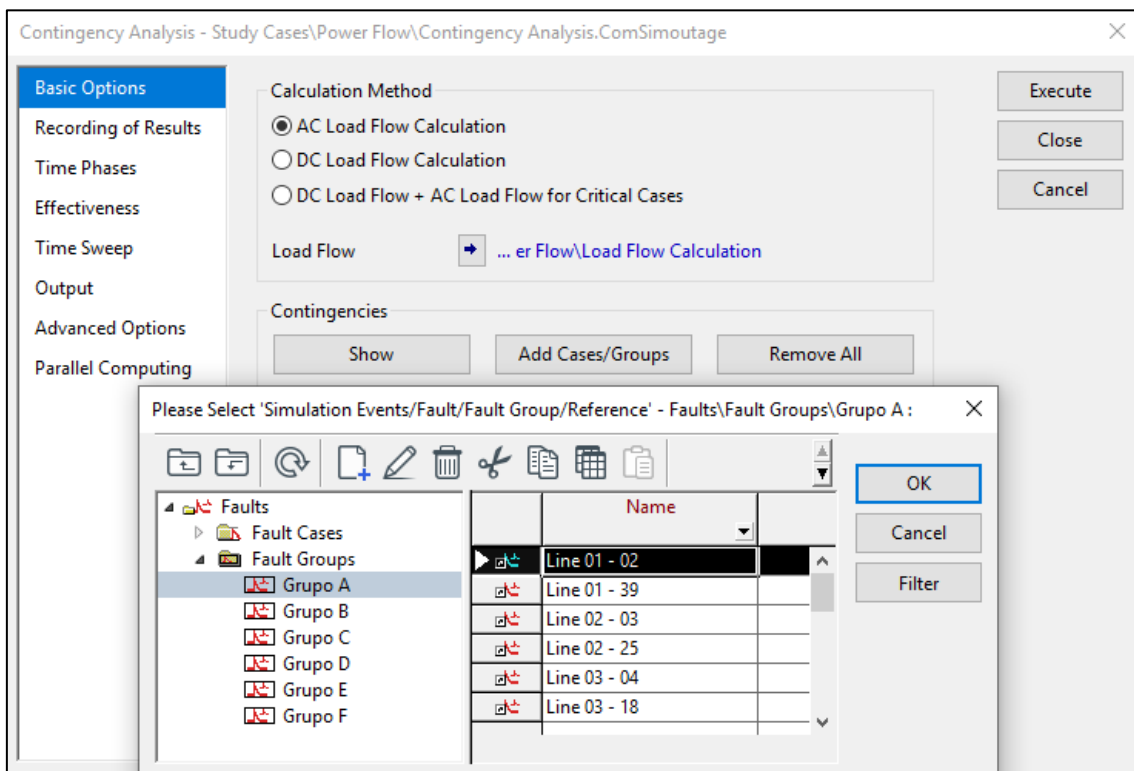


Figura 27: Selección de Fault Group en la herramienta Contingency Analysis

De esta manera, quedan ingresados 6 casos de contingencias, uno por cada línea seleccionada (en este ejemplo del Grupo A).

6.2. Ejecución de Análisis de Contingencias y resultados

Es importante tener un buen entendimiento del funcionamiento de la herramienta en cuestión y de los resultados que aporta, es decir las variables a las cuales se tiene acceso, que no son necesariamente las que el usuario desea, si no las que PowerFactory provee. Hay que distinguir por un lado la línea en estudio y por otro la línea que genera la contingencia. La línea en estudio puede ser cualquiera de las 34, en

cambio la línea que genera la contingencia sólo puede ser una de las 6 integradas a la herramienta *Contingency Analysis* (en este ejemplo) y a la cual se le atribuye un número de contingencia (*Figura 28*):

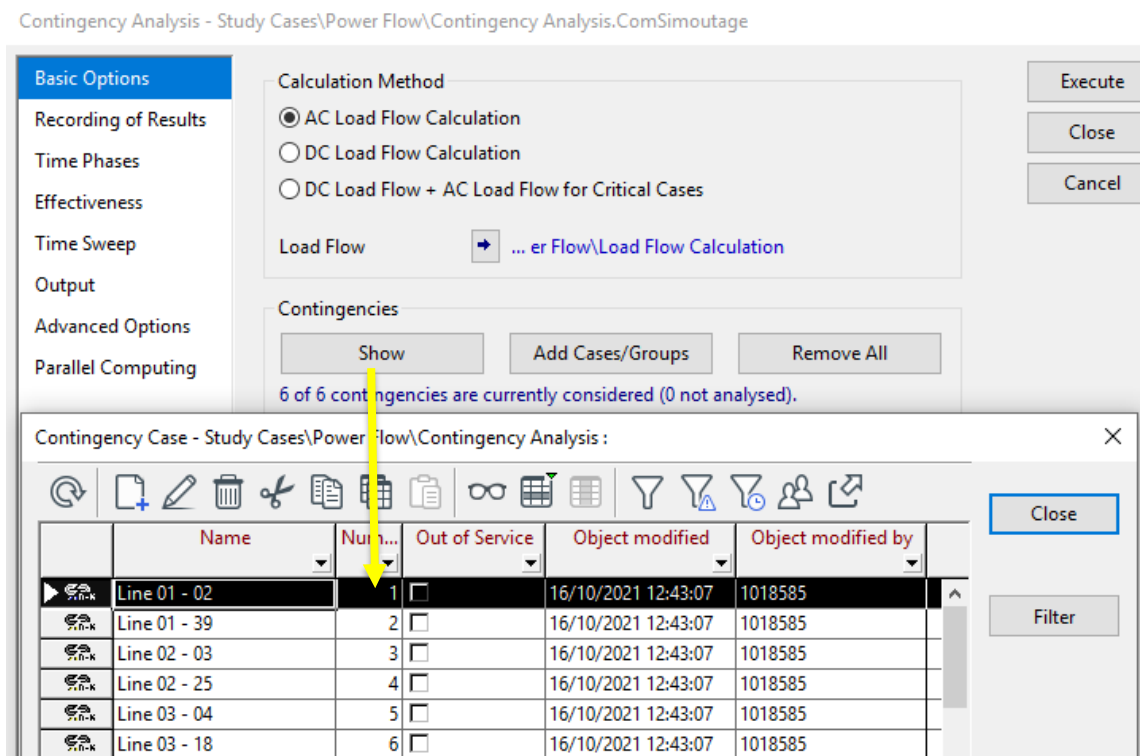


Figura 28: Ventana Show en Contingency Analysis que muestra las contingencias agregadas con su respectivo número

Cuando PowerFactory ejecuta la herramienta análisis de contingencias, primero lleva a cabo un flujo de cargas, llamado *Base Case* (caso base). Luego lleva a cabo un flujo de carga por cada contingencia incluida, desenergizando la línea seleccionada para la contingencia y ejecutando el nuevo flujo de cargas. Así, si el Análisis de Contingencia tiene integrado 6 *Fault Cases* (*Figura 28*), PowerFactory ejecutará 7 flujos de cargas: 1 caso base y un caso para cada contingencia.

Por otro lado, a cada contingencia, se le atribuye un número al cual luego se podrá tener acceso específicamente para saber cuál ha sido la contingencia que ha generado mayor porcentaje de carga en una línea determinada. Para corroborar esto, hay que abrir la ventana de *Contingency Analysis*, y seleccionar *Show*, como se ilustra en la *Figura 28*. En esta ventana, podemos verificar las contingencias que han sido agregadas a la herramienta, así como su número. En el ejemplo de la *Figura 28*, la Línea

01–02 tiene atribuido el número de contingencia 1, la Línea 01–39, el número de contingencia 2, etc.

En cuanto a los resultados, las variables a las que el usuario puede acceder respecto a cada línea (de las 34) son 2 porcentajes de cargas y un número (Fig. 29):

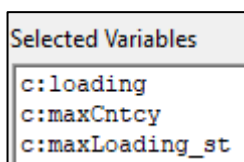


Figura 29: Variables accesibles para los resultados del Contingency Analysis

- El porcentaje de carga de la línea en el caso base (variable *c:loading*), es decir antes de aplicar las contingencias
- El porcentaje de carga de la línea correspondiente a la contingencia que más la afectó (variable *c:maxLoading_st*) y el número asociado a esta contingencia (variable *c:maxCntcy*). Es decir que, si la contingencia x (de las 6) es la que genera mayor carga en una determinada línea y (en cualquiera de las 34), ese es el resultado que se obtiene para esa línea y, así como el número correspondiente a la contingencia en cuestión, en este caso la contingencia x.

En otras palabras, es posible obtener el porcentaje de carga de base de cada línea, pero no el porcentaje de carga asociado a cada una de las contingencias ejecutadas. Lo que se obtiene es el porcentaje de carga asociado a la contingencia que generó mayor carga de las 6 contingencias ejecutadas. En la siguiente *Tabla 7*, podemos ver un ejemplo de resultados:

Tabla 7: Ejemplo de resultados del Contingency Análisis

| | Carga Caso Base <i>c:loading</i> | Nº de Contingencia que genera mayor carga <i>c:maxCntcy</i> | Carga asociada a la contingencia <i>c:maxLoading_st</i> |
|---------------------|--|---|---|
| Line 02 - 25 | 21% | 6 | 69% |
| Line 03 - 04 | 32% | 3 | 94% |

En este caso podemos ver como en el caso base las líneas 02–25 y 03–04 tienen porcentajes de carga respectivos de 21% y 32%. Luego, cuando se ejecutan las 6 contingencias (cada contingencia por separado), en el caso de la línea 02–25, la

contingencia nº6 es la que generó mayor carga (un 69%), en cambio para la línea 03–04, la contingencia nº3 es la que generó mayor carga (un 94%). Si el grupo analizado es el A (*Figura 26*), la contingencia nº3 corresponde a la línea 02–03 y la contingencia nº6 corresponde a la de la línea 03–18.

Para obtener una por una las cargas de línea asociadas a cada contingencia, hay que ejecutar un Contingency Analysis para cada línea individualmente. Es por ello que se ha decidido organizar el sistema en grupos, para detectar rápidamente las contingencias que más afectan, y una vez seleccionadas, ejecutarlas una por una para ver los resultados completos asociados a ella.

7. Script de Python

Para inyectar los valores deseados (*apartado IV.B*) en el sistema eléctrico IEEE de 39 barras se ha utilizado el lenguaje de programación Python, uno de los lenguajes más populares entre los desarrolladores debido a su versatilidad. El código entero puede verse en *Anexo II*, pero a continuación se resumirá su contenido y ejecución. Este script se ha tomado como tal del trabajo anterior [23], y se le han agregado las modificaciones necesarias para el estudio de contingencias.

Primero que nada, el código utiliza dos paquetes (bibliotecas) “xlrd” y “win32com” para dialogar con Excel. El primero se encarga de leer el documento Excel con los datos almacenados y a inyectar al sistema, y el segundo se encarga de transcribir los datos obtenidos a raíz de las simulaciones. Estos paquetes tienen que estar previamente instalados (a través de Pycharm por ejemplo, interfaz de desarrollo de Python) para poder ser llamados por el código.

1. Llamado a PowerFactory y a las bibliotecas “xlrd” y “win32com”:

Es aconsejable utilizar como interfaz de desarrollo el programa Pycharm, ya que posee un instalador integrado de bibliotecas para Python y esto facilita enormemente la instalación de “xlrd”, que es la encargada de leer datos de Excel y “win32com”, que es la encargada de escribir datos de Excel. Estas bibliotecas datan de hace varios años y es difícil llevar a cabo estas instalaciones manualmente. Particularmente, la biblioteca “xlrd” tiene como inconveniente que solo lee archivos Excel de versión previa a 2003, es decir de extensión .xls (y no .xlsx) debido a su antigüedad. En cuanto a la biblioteca

“win32com”, si bien el llamado desde el código se hace con este nombre, su denominación actual es “pywin32”. La biblioteca para llamar a PowerFactory no requiere instalación.

```
import powerfactory          # importa la aplicación PowerFactory
app=powerfactory.GetApplication() # abre la aplicación PowerFactory
import xlrd                  # importa la biblioteca "xlrd" para leer archivos de Excel (.xls)
from win32com import client  # importa la biblioteca "win32com" para escribir archivos de Excel
```

2. Iniciación con un flujo de cargas

Puede suceder que PowerFactory “desordene” los elementos de las listas de componentes, por ejemplo, que los ordene según su ubicación espacial y no según un orden numérico, lo que conlleva a una mala asignación de los valores a inyectar. Para evitar este tipo de situaciones, se necesario lleva a cabo un primer flujo de cargas (*Load Flow*) antes de comenzar a intercambiar datos de componentes.

```
ldf = app.GetFromStudyCase('ComLdf') # ejecución de un flujo de carga
ldf.Execute()                        # para ordenar los componentes
```

3. Definición de las listas de los distintos elementos del sistema:

Mediante la función “*GetCalcRelevantObjects*” y el nombre que se le da al objeto en PowerFactory (*ElmLne*, *TypLn*, etc.), se definen las listas de los distintos elementos a los cuales se les quiere adjudicar un valor específico (ampacidad, cargas, costes de generadores y valores límites de generación eólica) y que a su vez servirán para obtener los resultados de las simulaciones (cargas de líneas, despacho de generadores y costes). También se definen objetos únicos, como la línea en la que se aplicará DLR y los generadores a los que se aplicará el límite de producción eólica.

```
Line=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLne')          # crea lista de todas las líneas
LineTypes=app.GetCalcRelevantObjects('*TypLn')      # crea lista de tipos de líneas
LineDLR=app.GetCalcRelevantObjects('*line 02 -03.TypeLn') # se define el tipo de línea en la que se aplicará DLR
# Solo hay que cambiar el nombre de línea para hacer las simulaciones con DLR en otra línea
SynGen=app.GetCalcRelevantObjects('*ElmSym')        # Lista de generadores síncronos
G08=app.GetCalcRelevantObjects('*G 08.ElmSym')      # Generadores eólicos a los que se le aplicará el límite
G10=app.GetCalcRelevantObjects('*G 10.ElmSym')
Load=app.GetCalcRelevantObjects('*ElmLod')          # crea lista de todas las cargas
```

4. Ubicación y asignación de los valores de la base de datos a inyectar (páginas de Excel)

Aquí es donde se utilizan los módulos de la biblioteca "xlrd". Se define el archivo de Excel como *wbDatos* y su ubicación mediante la función "open_workbook". Se asignan los valores de cada página de Excel a objetos llamados *ws_line* para las líneas, *ws_load* para las cargas, *ws_cost* para los costes y *ws_eolic* para el límite eólico. Es importante destacar que el archivo debe estar en versión de Excel antigua, o sea con extensión .xls (y no .xlsx).

```
wbDatos = xlrd.open_workbook("C:\\Users\\1018585\\Downloads\\TFM\\Anexo datos.xls")
# Ubicación del documento de la base de datos que se quiere inyectar en PowerFactory
# Se asignan los datos de cada pagina del Excel:
ws_line = wbDatos.sheet_by_index(0)          # datos de ampacidad
ws_load = wbDatos.sheet_by_index(1)          # datos de cargas
ws_cost = wbDatos.sheet_by_index(2)          # datos de costes de generadores
ws_eolic = wbDatos.sheet_by_index(3)         # datos de los límites eólicos
# Entre paréntesis número de la página del libro
# Cuidado: Para la biblioteca "xlrd", las páginas, filas y columnas empiezan en el 0
```

5. Creación de un nuevo archivo Excel para transcribir los resultados de las simulaciones

Aquí es donde se utilizan los módulos de la biblioteca "win32com" (pypiwin32). Gracias a la función "Workbooks.Add" se crea el archivo Excel *wbResultados* y con "Worksheets" se van agregando las páginas al documento con sus respectivos nombres. Se define entonces en donde se van a recolectar los datos obtenidos de las simulaciones correspondientes a las líneas en la página "Informe de líneas" y correspondientes a los generadores en la página "Informe de generación".

```
excel=client.Dispatch("Excel.Application")
excel.visible=True
wbResultados=excel.Workbooks.Add()          # Se crea el archivo Excel
wbResultados.Worksheets[0].Name="Informe de líneas" # Se genera la página con su nombre
ws1=wbResultados.Worksheets[0]
ws2=wbResultados.Worksheets.Add()
ws2.Name="Informe de generación"           # Se genera la segunda página con su nombre
```



```
# Títulos para los encabezados de las columnas donde irán los resultados de las simulaciones
# Cuidado: Para la biblioteca "win32com" las filas y columnas de excel empiezan en el 1
ws1.Cells(1, 1).Value = "Hora"
ws1.Cells(1, 2).Value = "Línea"
ws1.Cells(1, 3).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos medidos)"
ws1.Cells(1, 4).Value = "N°Contingencia MAX (Datos medidos)"
ws1.Cells(1, 5).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos medidos)"
ws1.Cells(1, 6).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos predichos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 7).Value = "N°Contingencia MAX (Datos predichos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 8).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos predichos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 9).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 10).Value = "N°Contingencia MAX (Datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 11).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 12).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos predichos - 10% riesgo)"
ws1.Cells(1, 13).Value = "N°Contingencia MAX (Datos predichos - 10% riesgo)"
ws1.Cells(1, 14).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos predichos - 10% riesgo)"
ws1.Cells(1, 15).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos estáticos - 10% riesgo)"
ws1.Cells(1, 16).Value = "N°Contingencia MAX (Datos estáticos - 10% riesgo)"
ws1.Cells(1, 17).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos estáticos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 1).Value = "Hora"
ws2.Cells(1, 2).Value = "Nombre del generador"
ws2.Cells(1, 3).Value = "Producción [MW] (datos medidos)"
ws2.Cells(1, 4).Value = "Coste [USD/h] (datos medidos)"
ws2.Cells(1, 5).Value = "Producción [MW] (datos predichos - 2,5% riesgo)"
ws2.Cells(1, 6).Value = "Coste [USD/h] (datos predichos - 2,5% riesgo)"
ws2.Cells(1, 7).Value = "Producción [MW] (datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws2.Cells(1, 8).Value = "Coste [USD/h] (datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws2.Cells(1, 9).Value = "Producción [MW] (datos predichos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 10).Value = "Coste [USD/h] (datos predichos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 11).Value = "Producción [MW] (datos estáticos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 12).Value = "Coste [USD/h] (datos estáticos - 10% riesgo)"
```

6. Ejecución del bucle de las simulaciones

Se lleva a cabo un bucle de 5 simulaciones (para cada valor de amplitud). Para ello, primero se definen las características del bucle, que como dijimos será durante un día completo, es decir que se repetirá 24 veces.

```
# Valores iniciales para llevar a cabo el bucle
time = 1
row = 1
row_gen = 1

while time<=24: # Bucle durante 24hs (1 día)
    # Definición de la hora en los resultados en Excel (biblioteca "win32com")
    ws1.Cells(row_line_resultados, 1).Value = time
    ws2.Cells(row_gen_resultados, 1).Value = time
```


Luego se inyectan los valores de la base de datos de Excel a los elementos de PowerFactory mediante las bibliotecas de powerfactory y "xlrd".

```

# Base de datos a inyectar:
# definición de los valores desde Excel a PowerFactory (bibl. xlrd y powerfactory)
for t in LineDLR:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 2) # Valores de ampacidad
for r, l in enumerate(Load):
    l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r) # Valores de cargas
for r, gen in enumerate(SynGen):
    gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
    gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
    # Valores de los costes para generadores
for g in G08:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2) # Limitación de potencia eólica de G08
for g in G10:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3) # Limitación de potencia eólica de G10
  
```

Luego se hace ejecución de la simulación en modo *Optimal Power Flow DC* mediante la función "ComOpf" de la biblioteca de Powerfactory.

```

# Ejecución de la simulación
opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
opf.Execute()
  
```

Por último, se transcriben los resultados de las simulaciones de PowerFactory a Excel a través de la biblioteca de powerfactory y "win23com".

```

# Traspaso de los resultados de PowerFactory a Excel (bibl. win32com y powerfactory)
for r,l in enumerate(Line):
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 2).Value = l.loc_name
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 3).Value = l.GetAttribute("c:loading")
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 4).Value = l.GetAttribute("c:maxCntcy")
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 5).Value = l.GetAttribute("c:maxLoading_st")
    # Transcribe los valores de las líneas en la página "Informe de líneas":
    # nombre de línea, carga del caso base,
    # número de contingencia con carga máxima, carga de esa contingencia
for r,s in enumerate(SynGen):
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 2).Value = s.loc_name
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 3).Value = s.GetAttribute("m:P:bus1")
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 4).Value = s.GetAttribute("c:cst_disp")
    # Transcribe los valores de los generadores en la página "Informe de generación"
    # nombre de genedaros, despacho, precio
  
```

Estos últimos 3 bloques de código se van a repetir 4 veces más dentro del mismo bucle, para cambiar el valor de la ampacidad que le corresponde a una misma hora. Se recuerda que estos 5 valores son: ampacidad medida, ampacidad predicha con 2,5% de riesgo, ampacidad predicha con 10% de riesgo, ampacidad estática con 2,5% de riesgo y ampacidad estática con 10% de riesgo.

8. Ejecución de simulación a través del script

Finalmente, para llevar a cabo la simulación completa se describirán los pasos a seguir en el programa PowerFactory de DIgSilent.

1. Inicio

Primero que nada, se abre PowerFactory y se carga el proyecto. Para esto, hay que abrir la red de 39 barras IEEE en File => Examples => Examples from literature => 39 Bus System

2. Configuraciones manuales

Luego se incorporan las modificaciones manuales al sistema mencionadas en el apartado B.2.

Se selecciona el generador G1 para ver sus características y en la sección *Optimal Power Flow* en Controls, se activan las opciones de Active Power y Reactive Power, y se limita su potencia activa máxima a 1000MW (originalmente en 8500MW, ver apartado 4.2), como lo indica la *Figura 30*:

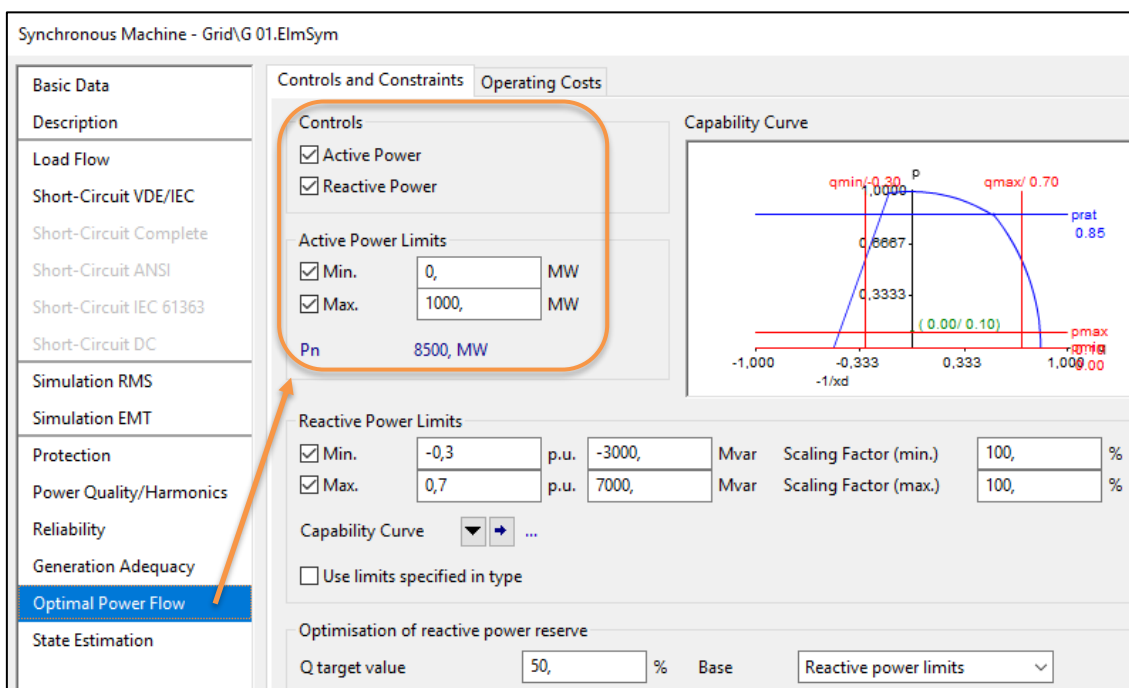


Figura 30: Configuración del generador principal de interconexión G1

El resto de los generadores también deben tener activado los *Controls de Active Power y Reactive Power*.

Luego se modifica el tipo de central de los generadores G8 y G10. Esto se hace en *Basic Data, Plant Category*, Figura 31:

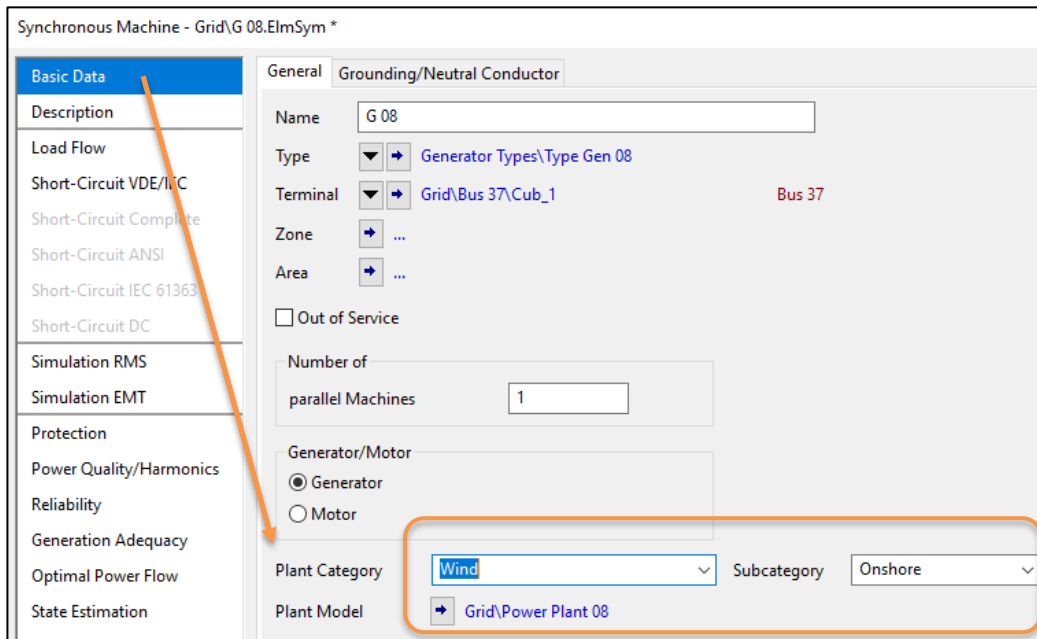


Figura 31: Configuración de central de generación eólica para G8 y G10

3. Configuración del modo OPF con contingencias

Primero hay que crear las contingencias y grupos como se vio en el apartado VI.A. pero **sin ejecutar la herramienta**, simplemente cargando las contingencias y cerrando la ventana, ya que serán ejecutadas a través del Optimal Power Flow, quien a su vez será ejecutado a través del script de Python.

Para cargarlas en el flujo de cargas óptimo, hay que seleccionar en el menú:

Calculation => Optimal Power Flow dentro del cual seleccionamos *Contingency constrained DC Optimisation (LP)*

Una vez seleccionada esta opción aparecerá la opción *Contingency Analysis* con una flecha para cargar las contingencias (generadas previamente). Cliqueando en *Select*, se abrirá el árbol de carpetas del proyecto. Yendo a *Study Cases => Power Flow* se selecciona *Contingency Analysis*, que debería contener las contingencias, como indica la Figura 32 y, por otro lado, se debe seleccionar como *Objective Function* el de *Minimization of costs*, para priorizar las energías más baratas. Nuevamente, **no hay que ejecutar el OPF** ya que esto se hará a través del script, simplemente hay que cerrar la ventana.

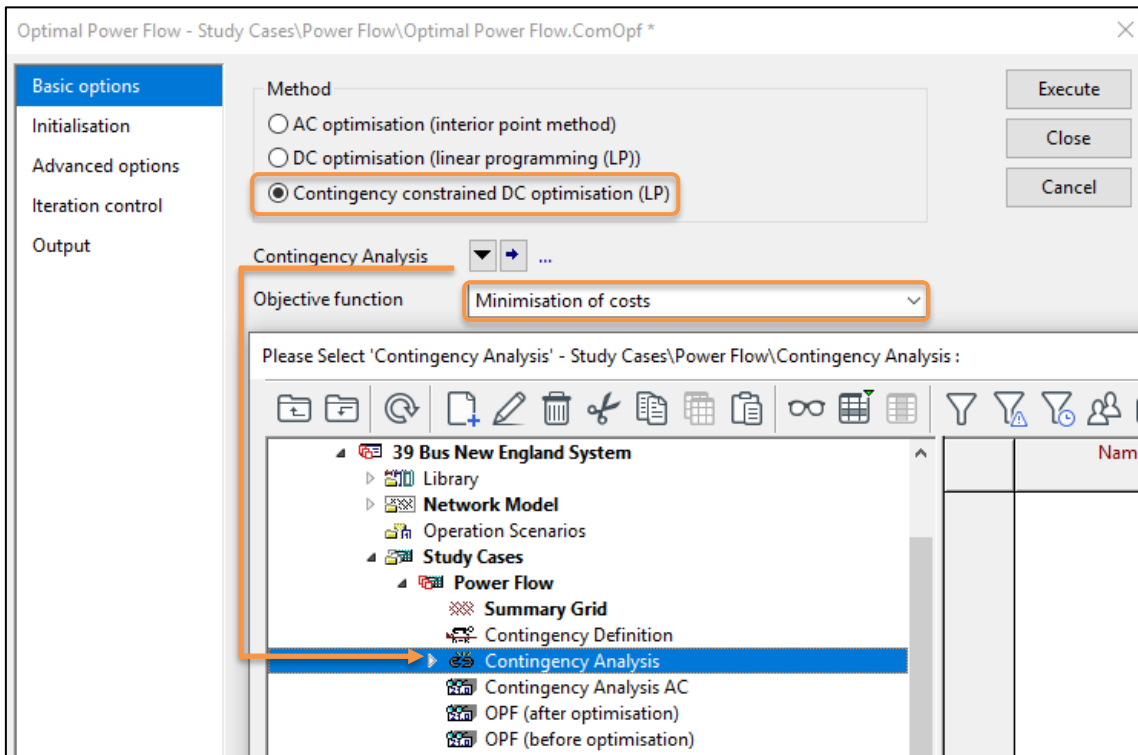


Figura 32: Configuración del Optimal Power Flow con Contingency constrained DC Optimisation y carga de contingencias

4. Limitación de las cargas de líneas al máximo establecido

Como vimos en el apartado II del Análisis del estado del arte, el Procedimiento Operativo de la REE [20], se permite una sobrecarga transitoria del 15% en caso de contingencias Nivel 1 (N-1), es decir que las líneas tendrán un máximo de 115%. Para configurar esta característica, una manera rápida de hacerlo es accediendo al Network Model Manager en el menú *Data => Open Network Model Manager*.

Dentro de esta ventana, en *Network Components*, seleccionar *Line* y se desplegarán todas las 34 líneas en el recuadro de la derecha. Con la ayuda de las flechas que se encuentran debajo, desfilas las pestañas hasta llegar *Optimal Power Flow* (es la última pestaña) y aparecerá la característica *Max Loading %*. Seleccionar todas las líneas de esa columna, clicar en *Modify value* y setearlo en 115%:

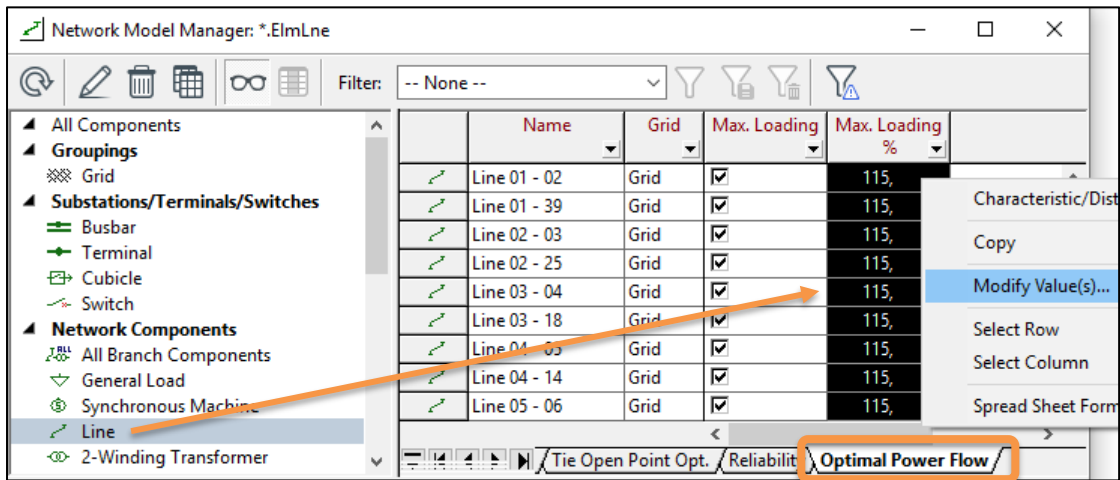


Figura 33: Limitación de la sobrecarga de líneas en contingencia de 115%

5. Ejecución del script

Una vez configuradas todas estas características podemos por fin ejecutar la simulación a través del script de Python.

Para cargar el script hay que abrir el *Data Manager* en el menú *Data => Open Data Manager*. En *Library => Scripts* clicar en el recuadro derecho, *New => Others...* y en *Element => Python Script*

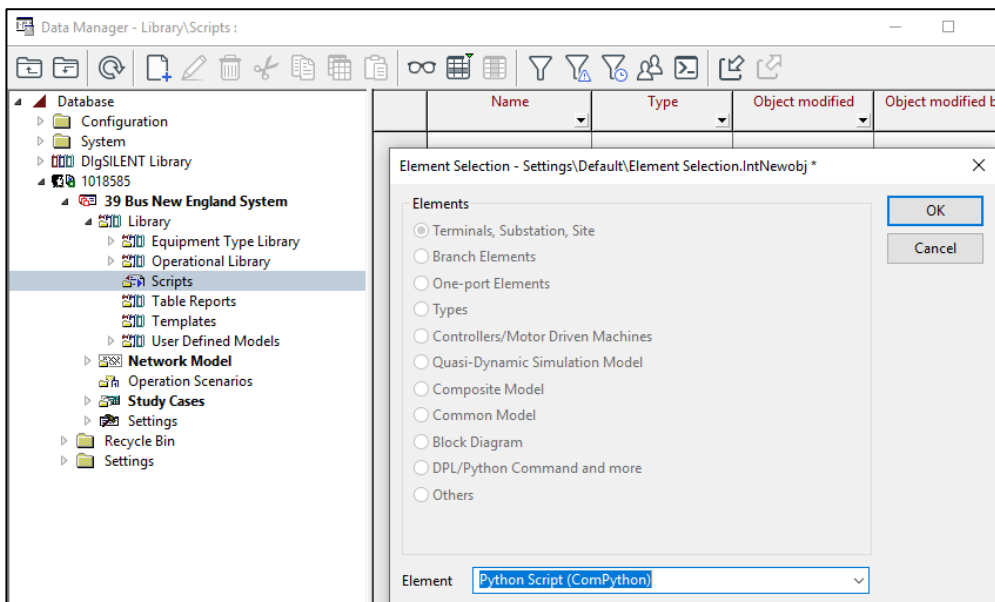


Figura 34: Incorporación del script de Python para ejecutar la simulación

Aquí se abrirá una ventana, en donde seleccionando a la izquierda *Script*, podremos cargar el archivo *Script 39 barras con contingencias.py*. Una vez cargado,

damos al botón *Execute* y la simulación comenzará y se generará un archivo Excel con los resultados.

9. Análisis de resultados

A continuación, se muestra un análisis y resumen de los resultados obtenidos a raíz de las simulaciones. Conviene recordar que se trata de simulaciones que representan un día completo de febrero, en donde se ejecuta un flujo de carga óptimo (*Optimal Power Flow*) por cada hora del día inyectando valores de carga, ampacidad, costes de generadores y límites de generación eólica, donde a su vez cada hora tiene 5 variantes de ampacidad: medida, predicha con un 2,5% y 10% de riesgo y estática con un 2,5% y 10% de riesgo. Esto corresponde a 120 (24x5) ejecuciones de flujo de cargas. Asimismo, lo que se recoge como resultados son los porcentajes de carga de cada una de las líneas y la producción en MW de cada generador y su costo asociado, por cada hora y valor de ampacidad. Al tratarse de muchísimos valores, se simplificará exponiendo solamente los totales de cada simulación, es decir la suma final del día completo correspondiente a la generación y su costo.

9.1. Resultados base

Para empezar, resulta interesante ver cuáles son los valores del sistema aplicando un flujo de cargas clásico y con la ampacidad estática predefinida de 1kA en todas las líneas (o sea estática), inyectando los valores de las 24hs. En la *Tabla 8*, puede verse el total de potencia generada y su coste:

Tabla 8: Simulación con flujo de cargas clásico sin ampacidad dinámica

| Load Flow | Producción [MW] | Coste [USD/h] |
|----------------|-----------------|---------------------|
| <i>sin DLR</i> | | |
| TOTAL 24hs | 125.941 | \$ 4.716.546 |

Por consiguiente, los valores del sistema aplicando un flujo de cargas óptimo y con la ampacidad estática predefinida de 1kA en todas las líneas (o sea sin variarla), inyectando los valores de las 24hs se muestran en la *Tabla 9*:

Tabla 9: Simulación con flujo de cargas óptimo clásico sin ampacidad dinámica

| Optimal Power Flow | Producción [MW] | Coste [USD/h] |
|--------------------|-----------------|---------------------|
| <i>sin DLR</i> | | |
| TOTAL 24hs | 125.941 | \$ 4.369.813 |

De estas dos simulaciones, se observa como con la misma producción de 125.941 MW se obtiene una diferencia de coste de \$346.734 siendo el segundo caso coherentemente el más barato.

Ahora si se ejecuta la simulación mediante flujo de cargas óptimo (*Optimal Power Flow*) con uso de la ampacidad dinámica en la línea 02-03, que era el objeto de estudio del trabajo precedente, se obtienen 5 resultados diferentes, uno por cada caso de ampacidad, resumidos en las *Tablas 10, 11 y 12*:

Tabla 10: Simulación en *Optimal Power Flow* con ampacidad dinámica en L 02-03 para datos medidos

| Optimal Power Flow | Datos medidos | |
|-------------------------|----------------|------------------|
| | [MW] | Coste [USD/h] |
| <i>DLR en L 02 - 03</i> | | |
| TOTAL 24hs | 125.941 | 4.166.099 |

Tabla 11: Simulación en *Optimal Power Flow* con ampacidad dinámica en L 02-03 para Datos predichos con 2,5% y 10% de riesgo

| Optimal Power Flow | Datos predichos - 2,5% riesgo | | Datos estáticos - 2,5% riesgo | |
|-------------------------|-------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------|
| | [MW] | Coste [USD/h] | [MW] | Coste [USD/h] |
| <i>DLR en L 02 - 03</i> | | | | |
| TOTAL 24hs | 125.941 | 4.243.057 | 125.941 | 4.484.854 |

Tabla 12: Simulación en *Optimal Power Flow* con ampacidad dinámica en L 02-03 para Datos estáticos con 2,5% y 10% de riesgo

| Optimal Power Flow | Datos predichos - 10% riesgo | | Datos estáticos - 10% riesgo | |
|-------------------------|------------------------------|------------------|------------------------------|------------------|
| | [MW] | Coste [USD/h] | [MW] | Coste [USD/h] |
| <i>DLR en L 02 - 03</i> | | | | |
| TOTAL 24hs | 125.941 | 4.180.716 | 125.941 | 4.369.813 |

Por un lado, se observa cómo el coste varía según la ampacidad utilizada, siendo los datos medidos el precio más barato, seguido de los datos predichos y por último la opción más cara con los datos estáticos, como puede verse en el gráfico de la *Figura 35*:

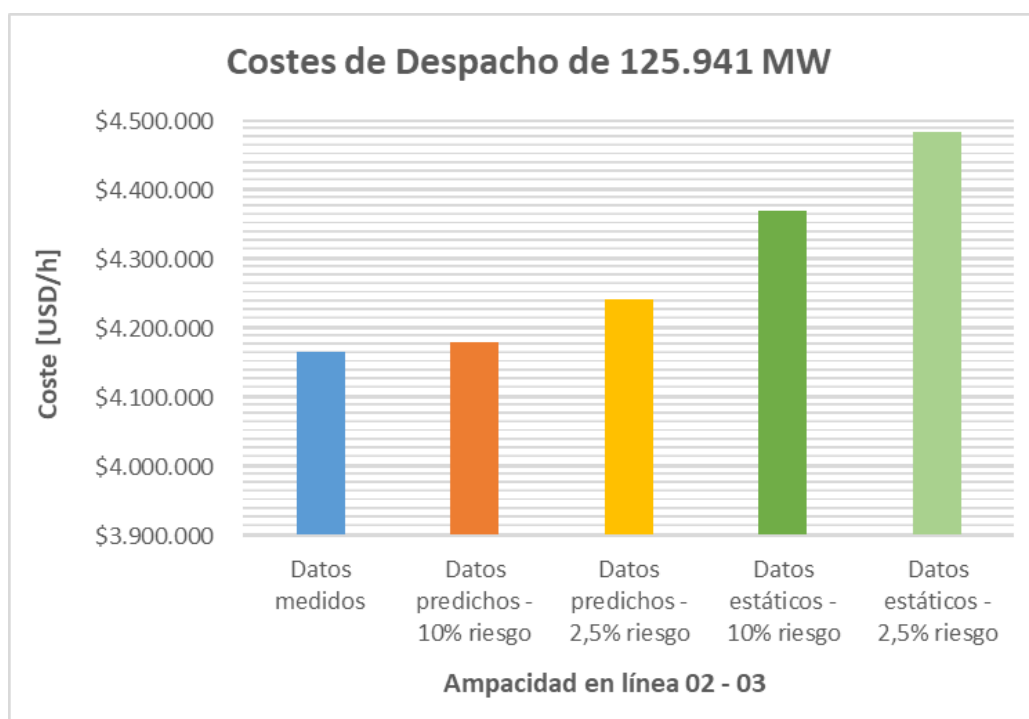


Figura 35: Costes según tipo de ampacidad aplicada a línea 02–03 para una misma generación de potencia

Esto confirma que el valor de la ampacidad dinámica tiene influencia directa en el aprovechamiento de la energía, ya que se aumenta el uso de los generadores cercanos a la línea en cuestión, es decir de las energías baratas (eólica e incluso interconexión G1).

En la *Tabla 13*, se muestra la relación directa entre el valor de la ampacidad (valor medio de un día) y el coste económico de despacho:

Tabla 13: Relación entre coste económico de despacho y uso de ampacidad dinámica

| | Datos medidos | Datos predichos - 10% riesgo | Datos predichos - 2,5% riesgo | Datos estáticos - 10% riesgo | Datos estáticos - 2,5% riesgo |
|---------------------------|---------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Coste de Despacho [USD/h] | \$ 4.166.099 | \$ 4.180.716 | \$ 4.243.057 | \$ 4.369.813 | \$ 4.484.854 |
| Ampacidad media [kA] | 1,52 | 1,38 | 1,18 | 1,00 | 0,90 |

Además, se puede corroborar también, que la potencia total generada es la misma en todos los casos, pese a la diversidad de generación que cada caso de ampacidad conlleva. Por ejemplo, si se comparan los siguientes 3 casos: el del flujo de cargas óptimo haciendo uso de ampacidad medida y datos predichos con 2,5% de

riesgo, con el del flujo de cargas óptimo sin uso de ampacidad dinámica en la línea 02-03, tomando una hora determinada, por ejemplo la primera hora del día (ya que hay poca demanda y al no saturarse los generadores se puede ver bien la diferencia), se observa la mencionada diversidad de generación en la *Tabla 14*. En los tres casos, el uso de la energía eólica (G8 y G10) es la misma ya que se utiliza el flujo de cargas óptimo, pero en el primer caso (datos medidos), se observa además, que el uso del generador de interconexión (G1) alcanza su máximo de 1000MW, cuando en los otros dos casos la producción es menor. Esto se debe a que la línea 02-03 a la cual se le ha aplicado la ampacidad dinámica está cerca del generador de interconexión y al aumentar su capacidad de transporte, es posible aprovechar el 100% de su potencial.

Tabla 14: Comparación entre producción y costes entre datos medidos, predichos con 2,5% de riesgo y sin ampacidad (hora 1)

| Optimal Power Flow | | Datos medidos | | Datos predichos - 2,5% riesgo | | Sin ampacidad | |
|--------------------|-----------|---------------|----------------|-------------------------------|----------------|---------------|----------------|
| Hora | Generador | [MW] | [USD/h] | [MW] | [USD/h] | [MW] | [USD/h] |
| 1 | G 01 | 1.000 | 28.954 | 745 | 21.561 | 735 | 21.286 |
| | G 02 | 595 | 28.713 | 549 | 26.496 | 595 | 28.713 |
| | G 03 | 379 | 18.275 | 680 | 32.815 | 680 | 32.815 |
| | G 04 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | G 05 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | G 06 | 680 | 19.689 | 680 | 19.689 | 680 | 19.689 |
| | G 07 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | G 08 | 423 | 0 | 423 | 0 | 423 | 0 |
| | G 09 | 850 | 24.611 | 850 | 24.611 | 850 | 24.611 |
| | G 10 | 604 | 0 | 604 | 0 | 568 | 0 |
| TOTAL | | 4.531 | 120.242 | 4.531 | 125.171 | 4.531 | 127.113 |

Para entender mejor el fenómeno y la distribución de carga en las líneas del sistema, se presenta en la *Tabla 15* un muestreo del porcentaje de carga de las líneas de la hora asociada (la primera del día) a la *Tabla 14*:

Tabla 15: Comparación de porcentaje de carga de líneas entre datos medidos, predichos con 2,5% de riesgo y sin ampacidad (hora 1)

| Optimal Power Flow | | Datos medidos | Datos predichos - 2,5% riesgo | Sin ampacidad |
|--------------------|--------------|---------------|-------------------------------|---------------|
| Hora | Línea | Carga [%] | Carga [%] | Carga [%] |
| 1 | Line 01 - 02 | 1 | 19 | 19 |
| | Line 01 - 39 | 1 | 19 | 19 |
| | Line 02 - 03 | 85 | 100 | 100 |
| | Line 02 - 25 | 18 | 22 | 24 |
| | Line 03 - 04 | 21 | 11 | 7 |

La totalidad de estos resultados pueden verse en [23], pero la idea de este muestreo es entender bien la distribución de la generación del sistema planteada en la tabla precedente, donde vemos que la línea 02–03 a la cual se le aplica la ampacidad dinámica no alcanza su máximo y es por ello que se puede aprovechar la potencia máxima del generador G1 de interconexión. En cambio, en los otros dos casos, esta línea se carga en su máximo y el despacho de generación queda restringido. Además, se observa que el uso de la ampacidad dinámica en esta línea, influye en las cargas del resto de las líneas.

9.2. Estudio de contingencias

Una vez analizados los resultados base del trabajo, podemos empezar a aplicar el análisis de contingencias.

Un detalle a tener en cuenta, es que el estudio de contingencias en la línea 02–03, es decir la que se eligió para aplicar la ampacidad dinámica, no tiene mucho interés en nuestro trabajo ya que si la desenergizamos, ya no habría efecto de ampacidad dinámica, lo cual es el objetivo original. Así que se descarta esa opción.

Como se ha explicado previamente, se ha dividido el estudio por áreas de la red (grupos de contingencia) como pudo verse en la *Figura 24, apartado VI.A*). El problema de esta simplificación es que, al ejecutar cada contingencia por separado, en una sola simulación, no es posible acceder a los resultados de manera individual. PowerFactory sólo da acceso a los resultados de las contingencias más afectantes en cada elemento, y no a todos los resultados. Por lo tanto, se utiliza esta técnica como una primera

instancia (filtro) para detectar rápidamente las contingencias que más afectan al sistema, y así luego analizar los casos individuales más remarcables.







Además, se recuerda que el límite de sobrecarga está permitido hasta 115%.

A continuación, en la *Tabla 16*, se muestra un extracto de las primeras 15 líneas de los resultados de las líneas del grupo de contingencia B y en la *Tabla 17*, los números de contingencias asociados.

Tabla 16: Extracto de los resultados de las líneas para la simulación del grupo de contingencia B

| Hora | Nombre de línea | Datos medidos | | Datos predichos - 2,5% riesgo | | Datos estáticos - 2,5% riesgo | | Datos predichos - 10% riesgo | | Datos estáticos - 10% riesgo | |
|------|-----------------|---------------------|-----------|-------------------------------|-----------|-------------------------------|-----------|------------------------------|-----------|------------------------------|-----------|
| | | Cont. más afectante | Carga [%] | Cont. más afectante | Carga [%] | Cont. más afectante | Carga [%] | Cont. más afectante | Carga [%] | Cont. más afectante | Carga [%] |
| 1 | Line 01 - 02 | 1 | 7 | 3 | 11 | 3 | 34 | 1 | 7 | 3 | 18 |
| | Line 01 - 39 | 1 | 7 | 3 | 11 | 3 | 34 | 1 | 7 | 3 | 18 |
| | Line 02 - 03 | 1 | 91 | 1 | 115 | 1 | 115 | 1 | 101 | 1 | 115 |
| | Line 02 - 25 | 3 | 19 | 3 | 22 | 3 | 30 | 3 | 19 | 3 | 25 |
| | Line 03 - 04 | 1 | 32 | 1 | 29 | 2 | 27 | 1 | 32 | 1 | 29 |
| | Line 03 - 18 | 6 | 64 | 6 | 61 | 6 | 46 | 6 | 64 | 6 | 57 |
| | Line 04 - 05 | 6 | 92 | 6 | 92 | 6 | 79 | 6 | 92 | 6 | 88 |
| | Line 04 - 14 | 6 | 48 | 3 | 48 | 3 | 60 | 6 | 48 | 3 | 52 |
| | Line 05 - 06 | 6 | 113 | 6 | 115 | 6 | 115 | 6 | 113 | 6 | 115 |
| | Line 05 - 08 | 1 | 30 | 1 | 31 | 1 | 43 | 1 | 30 | 1 | 35 |
| | Line 06 - 07 | 6 | 48 | 6 | 50 | 6 | 61 | 6 | 48 | 6 | 54 |
| | Line 06 - 11 | 6 | 62 | 6 | 113 | 6 | 113 | 6 | 62 | 6 | 113 |
| | Line 07 - 08 | 6 | 19 | 6 | 21 | 6 | 32 | 6 | 19 | 6 | 25 |
| | Line 08 - 09 | 3 | 32 | 3 | 31 | 3 | 8 | 3 | 32 | 3 | 24 |
| | Line 09 - 39 | 3 | 32 | 3 | 31 | 3 | 8 | 3 | 32 | 3 | 24 |

Tabla 17: Números de contingencias asociadas del grupo B

| | Name | Number |
|---|--------------|--------|
|  | Line 04 - 05 | 1 |
|  | Line 04 - 14 | 2 |
|  | Line 06 - 11 | 3 |
|  | Line 10 - 11 | 4 |
|  | Line 10 - 13 | 5 |
|  | Line 13 - 14 | 6 |

La interpretación de los valores, por ejemplo, de la primera línea, es la siguiente: para la línea 01-02, en el caso de la ampacidad medida, la contingencia que más le afecta es la nº 1, es decir la correspondiente a la línea 04-05, y le provoca una carga de 7%. Para el caso de la ampacidad predicha con un riesgo de 2,5%, la contingencia que

más la afecta, es la nº3, es decir la correspondiente a la línea 06–11. Y así para el resto de los casos.

Aplicando este método en cada zona de división (grupos), se han obtenido las líneas que más afectande todo el sistema en cuanto a contingencias. En la *Tabla 18* se puede ver cuales fueron según la zona:

Tabla 18: Contingencias más afectantes por grupo

| Grupo | Contingencia más afectante |
|--------------|-----------------------------------|
| Grupo A | Line 03 - 04 |
| Grupo B | Line 13 - 14 |
| Grupo C | Line 05 - 06 |
| Grupo D | Line 14 - 15 |
| Grupo E | Line 21 - 22 |
| Grupo F | Line 26 - 27 |

9.3. Análisis de contingencias remarcables

Se tendrá en cuenta la contingencia en la línea 26–27 ya que resulta interesante por su proximidad a los generadores eólicos G8 y G9 y el de interconexión G1. En la *Figura 36*, podemos ver su ubicación en la red de 39 barras:

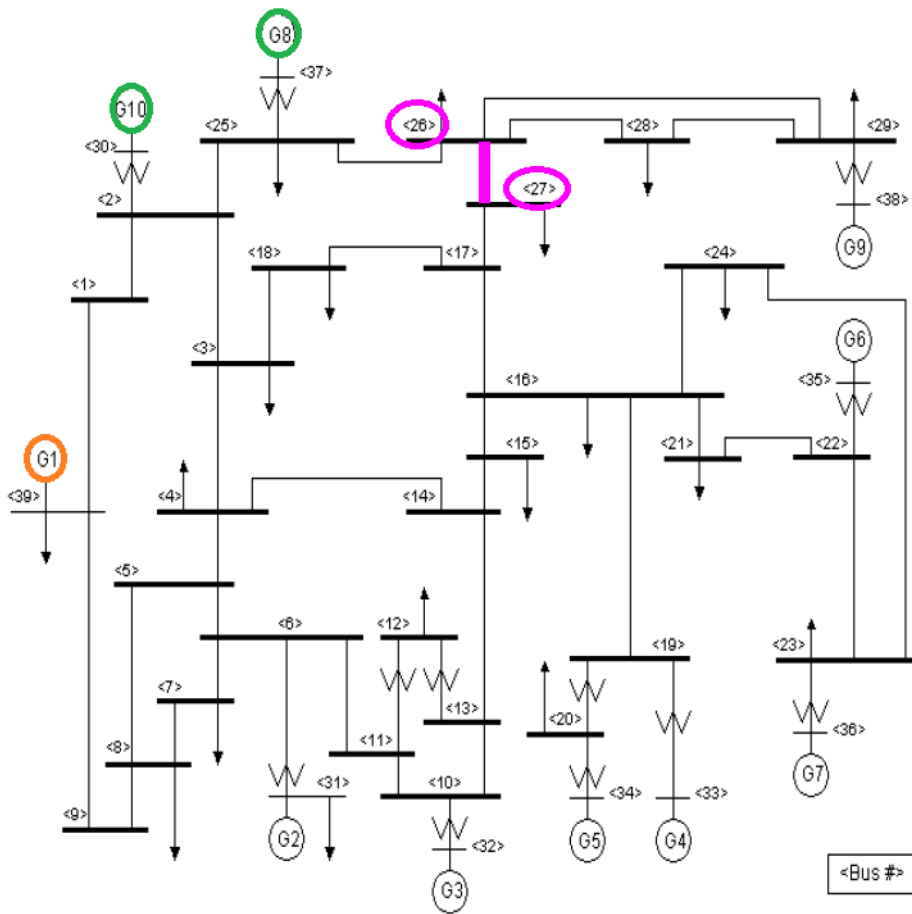


Figura 36: Ubicación de la línea 26–27, generadores eólicos y de interconexión

Para llevar a cabo esta simulación, hay que seguir los pasos explicados en el apartado 3. Ejecución de simulación a través del script, solo que en vez de integrar un *Fault Group* como contingencia, se integrará solo una línea, en este caso la 03 – 04, accediendo desde la carpeta *Fault Cases*, Figura 37:

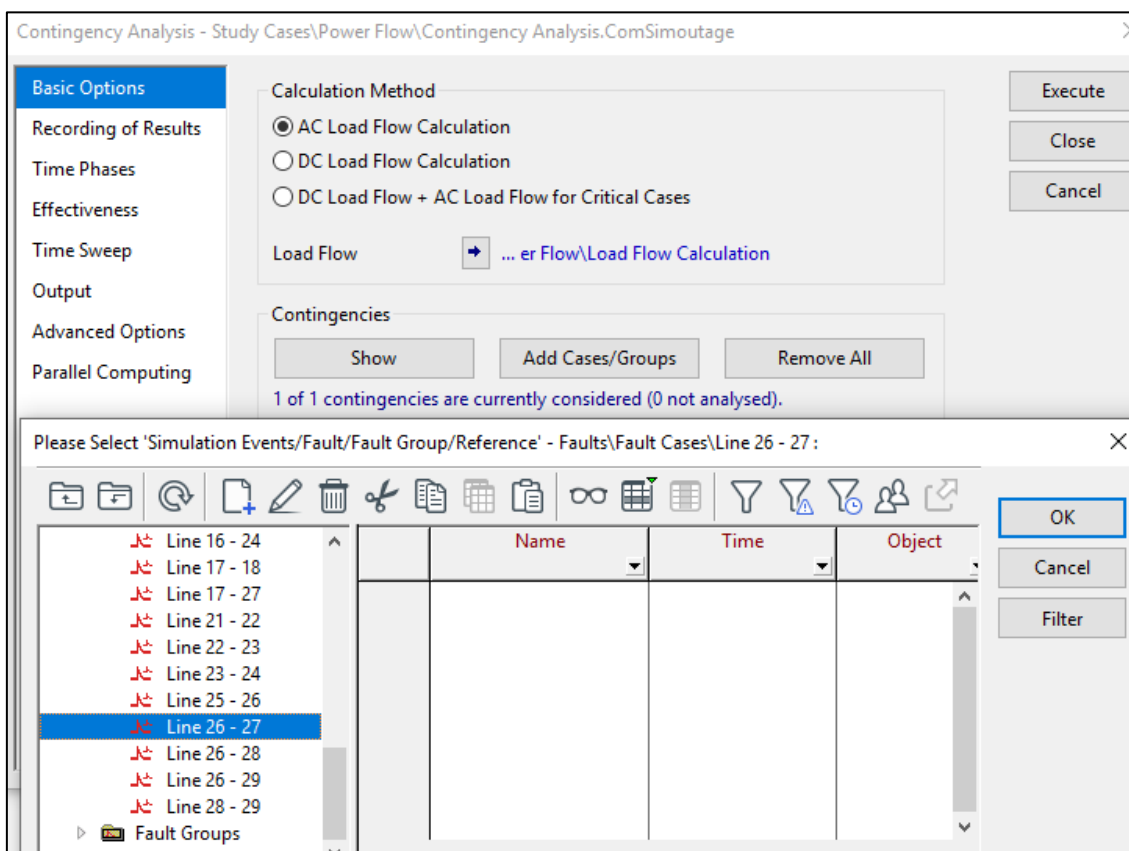


Figura 37: Integración de contingencia individual para análisis de contingencia

Una vez ejecutada la simulación, los resultados se muestran en la Tabla 19 asociados a la ampacidad media correspondiente.

Tabla 19: Costes de despacho por 125.941MW con contingencia en línea 26 - 27

| 125.941 MW | Datos medidos | Datos predichos - 10% riesgo | Datos predichos - 2,5% riesgo | Datos estáticos - 10% riesgo | Datos estáticos - 2,5% riesgo |
|---------------------------|---------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Coste de Despacho [USD/h] | \$ 4.223.430 | \$ 4.299.179 | \$ 4.419.304 | \$ 4.548.924 | \$ 4.622.232 |
| Ampacidad media [kA] | 1,52 | 1,38 | 1,18 | 1,00 | 0,90 |

Existe una evidente diferencia entre el coste del sistema con contingencias haciendo uso de la ampacidad dinámica. Además, si se analizan las cargas de las líneas, se observa en la Tabla 20 la saturación de la línea 02-03, que es la línea a la que se le

aplica la ampacidad dinámica, en 115%. Esto conlleva a que las líneas que la rodean también se vean afectadas en su porcentaje de carga.

Tabla 20: Porcentaje de cargas en las líneas durante la hora 1 con contingencia en línea 26 – 27 según ampacidad

| | | Datos medidos | Datos predichos - 10% riesgo | Datos predichos - 2,5% riesgo | Datos estáticos - 10% riesgo | Datos estáticos - 2,5% riesgo |
|--------------|--------------|---------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Hora | Línea | Carga [%] | Carga [%] | Carga [%] | Carga [%] | Carga [%] |
| 1 | Line 01 - 02 | 2 | 1 | 4 | 5 | 7 |
| | Line 01 - 39 | 2 | 1 | 4 | 5 | 7 |
| | Line 02 - 03 | 115 | 115 | 115 | 115 | 115 |
| | Line 02 - 25 | 61 | 41 | 14 | 9 | 4 |
| | Line 03 - 04 | 9 | 3 | 3 | 4 | 7 |
| | Line 03 - 18 | 111 | 100 | 83 | 79 | 71 |
| | Line 04 - 05 | 56 | 58 | 58 | 58 | 58 |
| | Line 04 - 14 | 3 | 1 | 7 | 9 | 12 |
| | Line 05 - 06 | 77 | 80 | 82 | 82 | 83 |
| | Line 05 - 08 | 21 | 22 | 24 | 24 | 25 |
| | Line 06 - 07 | 41 | 43 | 44 | 45 | 46 |
| | Line 06 - 11 | 24 | 25 | 28 | 28 | 30 |
| | Line 07 - 08 | 12 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| | Line 08 - 09 | 32 | 29 | 26 | 25 | 23 |
| | Line 09 - 39 | 32 | 29 | 26 | 25 | 23 |
| | Line 10 - 11 | 27 | 28 | 31 | 31 | 33 |
| | Line 10 - 13 | 87 | 86 | 83 | 82 | 81 |
| | Line 13 - 14 | 89 | 88 | 85 | 84 | 83 |
| | Line 14 - 15 | 92 | 87 | 78 | 76 | 71 |
| | Line 15 - 16 | 52 | 48 | 38 | 36 | 31 |
| | Line 16 - 17 | 56 | 46 | 28 | 25 | 17 |
| | Line 16 - 19 | 78 | 63 | 36 | 30 | 17 |
| | Line 16 - 21 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 |
| | Line 16 - 24 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| | Line 17 - 18 | 91 | 81 | 63 | 60 | 52 |
| | Line 17 - 27 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| | Line 21 - 22 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| | Line 22 - 23 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 |
| | Line 23 - 24 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| | Line 25 - 26 | 18 | 2 | 28 | 34 | 47 |
| Line 26 - 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Line 26 - 28 | 14 | 5 | 9 | 12 | 18 | |
| Line 26 - 29 | 21 | 11 | 2 | 5 | 12 | |

En cuanto a la generación, resulta interesante ver como gracias al uso de la ampacidad dinámica, se hace más eficiente el despacho entre centrales (y por lo tanto el coste). En la *Tabla 21*, vemos un extracto de los resultados en la hora 1:

Tabla 21: Potencia generada en la hora 1 con contingencia en línea 26–27 según tipo de ampacidad

| | | Datos medidos | Datos predichos - 10% riesgo | Datos predichos - 2,5% riesgo | Datos estáticos - 10% riesgo | Datos estáticos - 2,5% riesgo |
|------|-----------|---------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Hora | Generador | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] |
| 1 | G 01 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| | G 02 | 570 | 595 | 595 | 595 | 595 |
| | G 03 | 680 | 680 | 680 | 680 | 680 |
| | G 04 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | G 05 | 0 | 91 | 252 | 286 | 363 |
| | G 06 | 680 | 680 | 680 | 680 | 680 |
| | G 07 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | G 08 | 423 | 423 | 423 | 423 | 423 |
| | G 09 | 573 | 458 | 297 | 263 | 186 |
| | G 10 | 604 | 604 | 604 | 604 | 604 |

El generador G5 es de carbón y vemos que cuanto más restringida es la ampacidad, mayor uso se le da, lo que hace al despacho de potencia más caro.

En cambio, el generador G9 que es hidráulico, se ve beneficiado por el uso de ampacidad dinámica en el sistema, teniendo su máximo uso con la ampacidad dinámica medida.

9.4. Análisis de restricciones técnicas

Existen horas del día en las cuales los generadores eólicos se encuentran restringidos al estar generando una potencia por debajo de su límite eólico, a raíz de la congestión de las líneas (restricciones técnicas).

Para este análisis, se estudia el caso de la contingencia en la línea 03–04, ya que tiene una posición interesante respecto a los generadores eólicos G8 y G10, como se observa en la *Figura 38*:

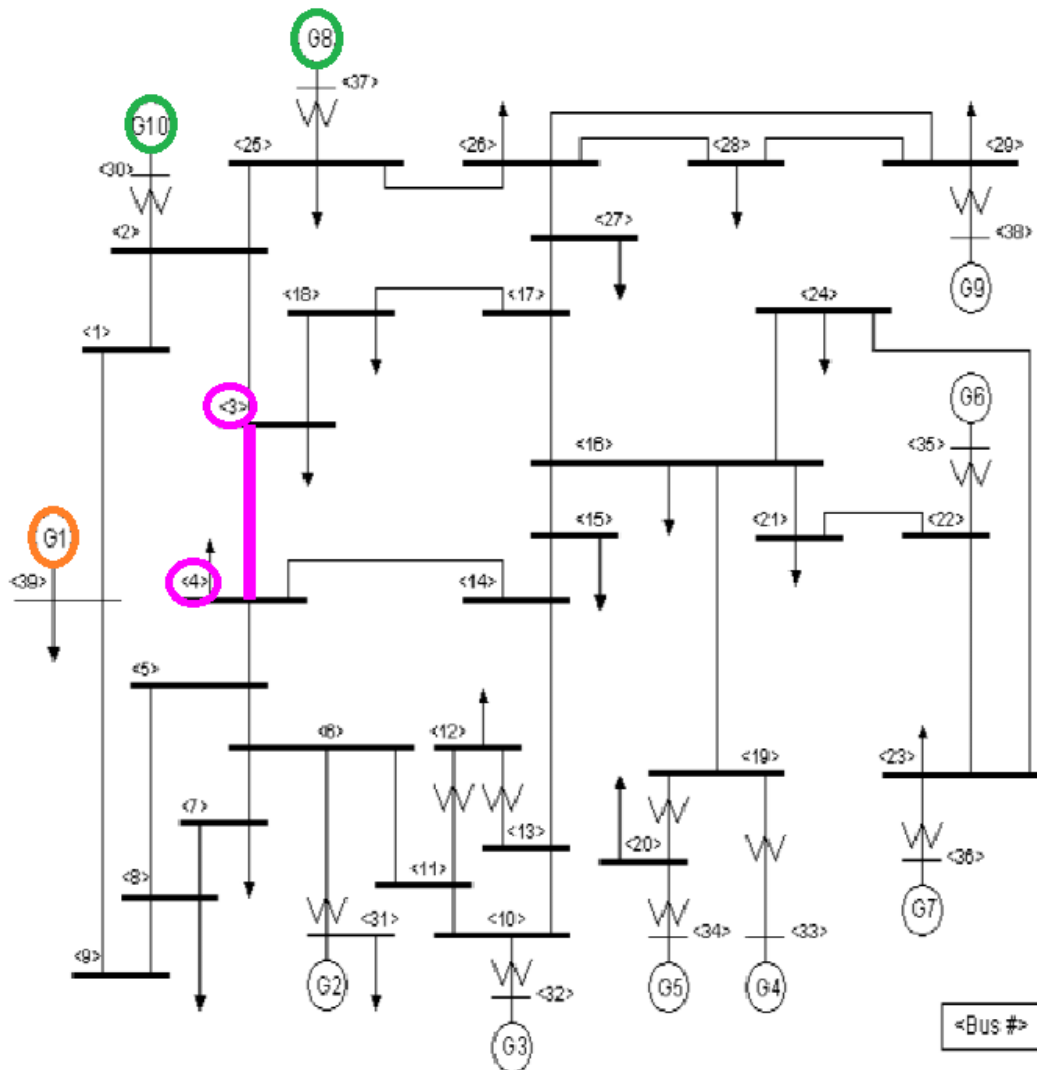


Figura 38: Ubicación de la línea 03-04, generadores eólicos y de interconexión

La suma de la potencia eólica disponible para los generadores G8 y G10 en un día es de 27.046 MW, como lo indica la Tabla 22:

Tabla 22: Potencia eólica disponible

| | G 08 | G 10 | TOTAL |
|------|--------|--------|--------|
| | [MW] | [MW] | [MW] |
| 24hs | 11.137 | 15.910 | 27.046 |

Como se ha mencionado previamente, esta disponibilidad responde a una correlación hecha con la predicción meteorológica y el viento (*apartado IV.B*), ya que no

hay datos recabados directos al respecto. Estos datos son configurados en cuanto al límite eólico, inyectado por el script de Python tomando los valores del Excel, también expuestos en la *Tabla 5* del apartado mencionado.

En cambio, analizando los resultados de la generación eólica de la simulación con contingencias en la línea 03–04, se observa como este potencial no está totalmente aprovechado, a causa de las restricciones técnicas, específicamente en los casos de ampacidad predicha con riesgo de 2,5% y ampacidad estática con 2,5% y 10% de riesgo. En el último caso, hay un “desperdicio” de casi 1,5GW de energía eólica, lo que en este caso de estudio correspondería a una energía de costo nulo, *Tabla 23*.

Tabla 23: Diferencias entre la generación eólica y la disponibilidad eólica

| | Datos medidos | Datos predichos - 10% riesgo | Datos predichos - 2,5% riesgo | Datos estáticos - 10% riesgo | Datos estáticos - 2,5% riesgo |
|---|---------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Generación Eólica (G8 + G10) [MW] | 27.046 | 27.046 | 26.854 | 26.341 | 25.548 |
| Diferencia con la disponibilidad eólica [MW] | 0 | 0 | 192 | 705 | 1.498 |

9.5. Análisis de emisiones CO₂

En cuanto a las emisiones de CO₂, se ha considerado la información aportada por REE, en su informe Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España [27] y se estiman según la *Tabla 24*:

Tabla 24: Factores de emisión de CO₂ asociados a la generación de electricidad REE, marzo 2021

| Sistema Peninsular | |
|---|---|
| Tecnología | Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh) |
| Central Térmica de Carbón | 0,95 |
| Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural) | 0,37 |
| Central Térmica Fuel-Gas | 0,77 |

Para este estudio, no se han tenido en cuenta los costes ambientales de fabricación, explotación y mantenimiento, únicamente se han tenido en cuenta los gases de efecto invernadero emitidos durante la explotación y la generación de energía eléctrica del despacho, con lo cual se considera que las tecnologías de generación renovable tienen un efecto nulo en las emisiones de CO₂.

Por otro lado, como el generador de interconexión G1 representa una agregación de varios generadores, se ha decidido categorizarlo como emisor de CO₂ equivalente a los de Gas Natural.

En la *Tabla 25*, se resume la lista de los generadores del sistema con sus centrales asociadas y su estimación de emisiones CO₂:

Tabla 25: Generadores del sistema según central y emisiones CO₂

| Generadores | Tipo de central | Emisiones CO ₂ [tCO ₂ -eq/MWh] |
|------------------|-----------------------|---|
| G1, G2 y G3 | Interconexión y Gas | 0,37 |
| G4, G5 y G7 | Carbón | 0,95 |
| G6, G9, G8 y G10 | Hidráulicos y Eólicos | 0 |

Con toda esta información, se calcula la cantidad de emisiones CO₂ producidas por cada tipo de central por hora, resumidas en la *Tabla 26*, tomando el mismo caso de

ejemplo anterior de contingencia, es decir la de la línea 26–27y como referencia de comparación el uso de la ampacidad estática con nivel de riesgo del 2,5% ya que se trata del caso más desfavorable:

Tabla 26: Emisiones CO₂ según uso de ampacidad para caso de contingencia en línea 26 - 27

| | Datos medidos | Datos predichos - 10% riesgo | Datos predichos - 2,5% riesgo | Datos estáticos - 10% riesgo | Datos estáticos - 2,5% riesgo |
|-------------------|---------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Gas Natural [MWh] | 2.123 | 2.169 | 2.214 | 2.242 | 2.251 |
| Carbon [MWh] | 578 | 632 | 730 | 843 | 907 |
| Renovables [MWh] | 2.546 | 2.447 | 2.304 | 2.162 | 2.090 |
| Emisiones [Tn] | 1.335 | 1.402 | 1.513 | 1.631 | 1.695 |
| Variación [%] | -21% | -17% | -11% | -4% | 0% |

Se puede apreciar como el impacto del uso de la ampacidad dinámica sobre las emisiones CO₂ es notable. El uso de la ampacidad con datos medidos provoca una reducción del 21% respecto al uso de ampacidad con datos estáticos con un riesgo del 2,5%, lo cual es sustancial y muy interesante desde el punto de vista social y ambiental, aspectos que pesan cada vez más en la transición energética mundial.

9.6. Aplicación a otras redes

En este apartado, se quiere mencionar la aplicación de este mismo estudio a otras redes de interés, que son por ejemplo las otras redes propuestas por PowerFactory DlgSilent, como es el caso de la red de 9 barras y la red de 14 barras.

Para el caso de la red de 9 barras, se trató de ajustar el sistema completo con valores extrapolados y adaptados, pero el análisis de contingencias no fue posible. Desde un principio la respuesta de PowerFactory fue que el modelo era inviable (“model infeasible”), es decir que las iteraciones no alcanzaron la convergencia, para el uso de la herramienta de Análisis de Contingencias y por lo tanto no se pudo llevar a cabo.

Para el caso de la red de 14 barras, el modelo no fue adaptable al tratarse de un sistema de 5 generadores de los cuales 1 es un generador slack y los otros 4 tienen el rol

de controlar su potencia activa, voltajes y buses, con poca capacidad de variación de valores, *Figura 39*:

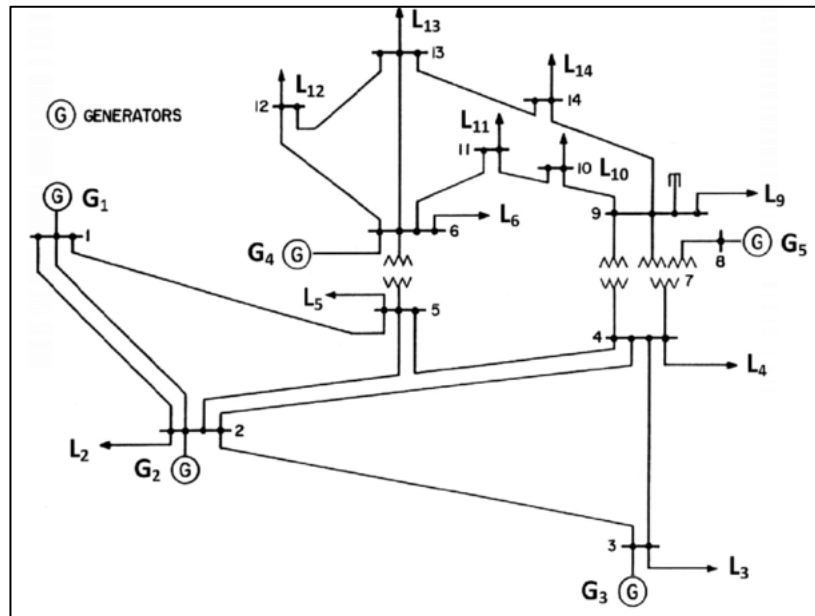


Figura 39: Diagrama unifilar del sistema de 14 barras de PowerFactory

Además, se consideró una red IEEE de 24 barras, tomada de un trabajo de fin de master anterior, pero sucedió que con la aplicación del estudio de análisis de contingencias no se vieron casi afectaciones en los casos de uso de ampacidad y no resultó interesante como aporte al análisis.

10. CONCLUSIONES

Tras este trabajo, se comprueba que el uso de ampacidad dinámica frente al de la ampacidad estática es claramente de utilidad para los sistemas eléctricos. Surge como una de las alternativas más prometedoras de cara a mejorar las redes, que hoy operan rozando sus límites y están restringidas por sus propias líneas de transporte.

Además, el uso de la ampacidad dinámica también acompaña la gran transición energética mundial hacia las energías limpias. Tal y como hemos podido comprobar, se puede establecer una relación casi directa entre el viento y la ampacidad de las líneas aéreas, lo que resulta en una mayor inyección de energía eólica, pudiendo aprovechar todo su potencial.

Tras el estudio del uso de la ampacidad dinámica en el análisis de contingencias, no solo se confirman estos beneficios, sino que también resultan imprescindibles a la hora de preservar una red fiable y segura, cumpliendo los criterios de seguridad N-1.

Por si fuera poco, el uso de la ampacidad dinámica, también se destaca en una reducción de emisiones CO₂. En definitiva, los beneficios desde el punto de vista económico, ambiental y social, quedan claramente demostrados.

Para profundizar el estudio, se podrían considerar otras épocas y demandas del año. También se podría considerar la posibilidad de realizar modificaciones en tiempo real, para aumentar la potencia de los generadores renovables, pero también para los otros generadores de bajo costo. Aunque esto implica un sobre costo de operación que habría que valorar.

Por otro lado, en cuanto a la información y manuales disponibles para el usuario, éstos son escasos y sirven de manera práctica para ejecutar las acciones y herramientas del programa, pero no explican realmente el funcionamiento interno en profundidad.

Por último, en cuanto a la programación, PowerFactory tiene su propio lenguaje interno, llamado DPL, y si bien permite el uso del lenguaje de programación Python, hay también muy poca información acerca de él.

Es por ello que, gran parte del proceso de investigación de este trabajo se centró en el entendimiento de la herramienta de Análisis de Contingencia y de su manejo a través del lenguaje de programación Python.

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

BILBOKO
INGENIARITZA
ESKOLA

REFERENCIAS

- [1] V. Chakrapani Manakari *et al*, "Minimization of wind power curtailment using dynamic line rating," in Oct 26, 2020, pp. 615-619.
- [2] A. Narain, S. K. Srivastava and S. N. Singh, "Congestion management approaches in restructured power system: Key issues and challenges," *The Electricity Journal*, vol. 33, (3), 2020.
- [3] J. Trashorras Montecelos, Subestaciones Eléctricas, Paraninfo, 2015
- [4] ENTSO-E. [Online] <https://www.entsoe.eu>
- [5] REE, Red Eléctrica de España <https://www.ree.es/es/datos/intercambios>
- [6] OMIE Mercado de Electricidad, El mercado mayorista.
<https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- [7] Resolución de 13 de julio de 2006 [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio]. Por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia». BOE, núm. 173, 21 de julio de 2006, 27473-27474. BOEA-2006-13170.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2006-13170
- [8] Empresas de análisis de energía Ember Climate: <https://ember-climate.org/about/>
- [9] N. Hadjsaid, M. C. Alvarez-Hérault, R. Caire, B. Raison, J. Descloux, and W. Bienia, "Novel architectures and operation modes of distribution network to increase DG integration," in IEEE PES General Meeting, 2010, pp. 1–6.
- [10] L. F. Ochoa and D. H. Wilson, "Angle constraint active management of distribution networks with wind power," in 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010, pp. 1–5.
- [11] CIGRE. (2004). Conductors for the Uprating of Overhead Lines. Technical Brochure 244, WG B2.12.
- [12] S. Karimi, P. Musilek and A. M. Knight, "Dynamic thermal rating of transmission lines: A review," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 600-612, 2018.
- [13] IRENA International Renewable Energy Agency, Dynamic Line Rating - Innovation Landscape Brief 2020, basado en ENTSO-E, 2015
- [14] W. CIGRE Group and B2, "GUIDE FOR SELECTION OF WEATHER PARAMETERS FOR BARE OVERHEAD CONDUCTOR RATINGS," -08, 2006.
- [15] D. A. Douglass *et al*, "A Review of Dynamic Thermal Line Rating Methods With Forecasting," *Tpwr*, vol. 34, (6), pp. 2100-2109, 2019.
- [16] R. Dupin *et al*, "Dynamic line rating day-ahead forecasts -cost benefit based selection of the optimal quantile DYNAMIC LINE RATING DAY-AHEAD FORECASTS - COST BENEFIT BASED SELECTION OF THE OPTIMAL QUANTILE,".
- [17] F. Teng, R. Dupin, A. Michiorri, G. Kariniotakis, Y. Chen, & G. Strbac. (2018). "Understanding the Benefits of Dynamic Line Rating Under Multiple Sources of Uncertainty"

- [18] S. Y. Hadush and L. Meeus, "DSO-TSO cooperation issues and solutions for distribution grid congestion management," *Energy Policy*, vol. 120, pp. 610-621, 2018.
- [19] Anonymous "Explanatory note on the Elia proposal for a 'Methodology for the use of Dynamic Line Rating in the capacity calculation'," 2017.
- [20] Red Eléctrica de España, Procedimiento de Operación 13.1: Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte, Resolución de 22-03-2005, BOE 09/04/05
- [21] R. Alberdi, Tesis doctoral "Metodología para la predicción de ampacidad en líneas eléctricas aéreas a partir de medidas directas y predicciones meteorológicas," 2019.
- [22] CIGREWG B2.43: Technical Brochure 601: Guide for thermal rating calculations of overhead lines, 2014
- [23] N San Martín Arza, Trabajo de Fin de Master "Simulación Del Mercado Eléctrico Según La Capacidad De Transporte Real"
- [24] P. Anderson and A. Fouad, *Power System, Control and Stability*, 1st ed. Iowa, State University Press, Ames, Iowa, U.S.A., 1977.
- [25] OMIE. Precio horario del mercado diario.
<https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2020-02-03>
- [26] Algoritmo del punto interior:
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/10736/T519.72%20R987.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
http://www.dim.uchile.cl/~juaperez/clase06@26mar2013_punto-interior.pdf
- [27] REE - Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España, Marzo 2021
<https://api.esios.ree.es/documents/580/download?locale=es>
- [28] B. P. Bhattarai *et al*, "Improvement of Transmission Line Ampacity Utilization by Weather-Based Dynamic Line Rating," *Tpwr*, vol. 33, (4), pp. 1853-1863, 2018.
- [29] R. Dupin, A. Michiorri and G. Kariniotakis, "Optimal Dynamic Line Rating Forecasts Selection Based on Ampacity Probabilistic Forecasting and Network Operators' Risk Aversion," *Tpwr*, vol. 34, (4), pp. 2836-2845, 2019.
- [30] C. Jia *et al*, "Analysis of influence of wind speed correlation in transmission congestion based on LHS-cholesky decomposition," in Sep 2020, pp. 1-5.
- [31] Haque, A. N. M. M *et al*, "Real-time congestion management in active distribution network based on dynamic thermal overloading cost," in Jun 2016,
- [32] N. Mohd Zainuddin *et al*, "Review of Thermal Stress and Condition Monitoring Technologies for Overhead Transmission Lines: Issues and Challenges," *Access*, vol. 8, pp. 120053-120081, 2020.
- [33] F. Massaro *et al*, "Maximizing energy transfer and RES integration using dynamic thermal rating," *Electric Power Systems Research*, vol. 174, 2019.



[34] R. Mínguez *et al*, "Dynamic management in overhead lines: A successful case of reducing restrictions in renewable energy sources integration," *Electric Power Systems Research*, vol. 173, pp. 135-142, 2019.

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

BILBORO

INGENIARITZA

ESKOLA

ANEXO I: Cargas de un día completo (REE) [5]



| Día | Hora | Carga 03 [MW] | Carga 04 [MW] | Carga 07 [MW] | Carga 08 [MW] | Carga 12 [MW] | Carga 15 [MW] | Carga 16 [MW] | Carga 18 [MW] | Carga 20 [MW] |
|--------|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 01-feb | 0:00 | 239,3 | 371,5 | 173,7 | 387,9 | 5,6 | 237,8 | 244,5 | 117,4 | 466,6 |
| 01-feb | 1:00 | 221,3 | 343,6 | 160,7 | 358,7 | 5,2 | 219,9 | 226,1 | 108,6 | 431,5 |
| 01-feb | 2:00 | 210,7 | 327,2 | 153,0 | 341,6 | 5,0 | 209,4 | 215,3 | 103,4 | 410,9 |
| 01-feb | 3:00 | 207,1 | 321,7 | 150,4 | 335,8 | 4,9 | 205,9 | 211,6 | 101,6 | 404,0 |
| 01-feb | 4:00 | 204,2 | 317,0 | 148,2 | 331,0 | 4,8 | 202,9 | 208,6 | 100,2 | 398,2 |
| 01-feb | 5:00 | 207,7 | 322,5 | 150,8 | 336,6 | 4,9 | 206,4 | 212,2 | 101,9 | 405,0 |
| 01-feb | 6:00 | 220,4 | 342,3 | 160,1 | 357,3 | 5,2 | 219,1 | 225,2 | 108,2 | 429,9 |
| 01-feb | 7:00 | 260,4 | 404,4 | 189,1 | 422,2 | 6,1 | 258,8 | 266,1 | 127,8 | 507,9 |
| 01-feb | 8:00 | 296,3 | 460,1 | 215,2 | 480,4 | 7,0 | 294,5 | 302,8 | 145,4 | 577,9 |
| 01-feb | 9:00 | 310,6 | 482,4 | 225,6 | 503,6 | 7,3 | 308,7 | 317,4 | 152,4 | 605,8 |
| 01-feb | 10:00 | 319,1 | 495,4 | 231,7 | 517,2 | 7,5 | 317,1 | 326,0 | 156,6 | 622,3 |
| 01-feb | 11:00 | 314,8 | 488,8 | 228,6 | 510,3 | 7,4 | 312,8 | 321,6 | 154,5 | 614,0 |
| 01-feb | 12:00 | 313,2 | 486,3 | 227,4 | 507,7 | 7,4 | 311,2 | 320,0 | 153,7 | 610,8 |
| 01-feb | 13:00 | 310,3 | 481,8 | 225,3 | 503,0 | 7,3 | 308,4 | 317,0 | 152,3 | 605,2 |
| 01-feb | 14:00 | 306,3 | 475,6 | 222,4 | 496,5 | 7,2 | 304,4 | 312,9 | 150,3 | 597,4 |
| 01-feb | 15:00 | 298,3 | 463,2 | 216,6 | 483,6 | 7,0 | 296,5 | 304,8 | 146,4 | 581,8 |
| 01-feb | 16:00 | 295,1 | 458,2 | 214,3 | 478,4 | 7,0 | 293,3 | 301,5 | 144,8 | 575,5 |
| 01-feb | 17:00 | 289,0 | 448,7 | 209,8 | 468,4 | 6,8 | 287,2 | 295,2 | 141,8 | 563,6 |
| 01-feb | 18:00 | 287,6 | 446,6 | 208,8 | 466,2 | 6,8 | 285,8 | 293,8 | 141,1 | 560,9 |
| 01-feb | 19:00 | 309,1 | 479,9 | 224,4 | 501,1 | 7,3 | 307,2 | 315,8 | 151,7 | 602,8 |
| 01-feb | 20:00 | 322,0 | 500,0 | 233,8 | 522,0 | 7,6 | 320,0 | 329,0 | 158,0 | 628,0 |
| 01-feb | 21:00 | 321,5 | 499,1 | 233,4 | 521,1 | 7,6 | 319,5 | 328,4 | 157,7 | 626,9 |
| 01-feb | 22:00 | 304,1 | 472,2 | 220,8 | 493,0 | 7,2 | 302,2 | 310,7 | 149,2 | 593,1 |
| 01-feb | 23:00 | 282,6 | 438,9 | 205,2 | 458,2 | 6,7 | 280,9 | 288,8 | 138,7 | 551,2 |



| Día | Hora | Carga 21 [MW] | Carga 23 [MW] | Carga 24 [MW] | Carga 25 [MW] | Carga 26 [MW] | Carga 27 [MW] | Carga 28 [MW] | Carga 29 [MW] | Carga 31 [MW] | Carga 39 [MW] | TOTAL |
|--------|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------|
| 01-feb | 0:00 | 203,6 | 184,0 | 229,3 | 166,4 | 103,3 | 208,8 | 153,1 | 210,7 | 6,8 | 820,3 | 4.530,6 |
| 01-feb | 1:00 | 188,3 | 170,1 | 212,1 | 153,9 | 95,5 | 193,1 | 141,6 | 194,9 | 6,3 | 758,6 | 4.189,8 |
| 01-feb | 2:00 | 179,3 | 162,0 | 201,9 | 146,6 | 91,0 | 183,9 | 134,8 | 185,6 | 6,0 | 722,4 | 3.990,0 |
| 01-feb | 3:00 | 176,3 | 159,3 | 198,5 | 144,1 | 89,4 | 180,8 | 132,5 | 182,4 | 5,9 | 710,2 | 3.922,5 |
| 01-feb | 4:00 | 173,7 | 157,0 | 195,7 | 142,0 | 88,1 | 178,2 | 130,6 | 179,8 | 5,8 | 700,0 | 3.866,1 |
| 01-feb | 5:00 | 176,7 | 159,7 | 199,0 | 144,5 | 89,6 | 181,2 | 132,9 | 182,9 | 5,9 | 712,0 | 3.932,3 |
| 01-feb | 6:00 | 187,6 | 169,5 | 211,3 | 153,3 | 95,2 | 192,4 | 141,0 | 194,1 | 6,3 | 755,8 | 4.174,1 |
| 01-feb | 7:00 | 221,6 | 200,2 | 249,6 | 181,2 | 112,4 | 227,3 | 166,6 | 229,4 | 7,4 | 892,9 | 4.931,2 |
| 01-feb | 8:00 | 252,2 | 227,9 | 284,0 | 206,1 | 127,9 | 258,6 | 189,6 | 261,0 | 8,5 | 1.016,0 | 5.611,4 |
| 01-feb | 9:00 | 264,3 | 238,9 | 297,7 | 216,1 | 134,1 | 271,1 | 198,7 | 273,6 | 8,9 | 1.065,1 | 5.882,3 |
| 01-feb | 10:00 | 271,5 | 245,3 | 305,8 | 222,0 | 137,7 | 278,4 | 204,1 | 281,0 | 9,1 | 1.094,0 | 6.041,9 |
| 01-feb | 11:00 | 267,9 | 242,1 | 301,7 | 219,0 | 135,9 | 274,7 | 201,4 | 277,3 | 9,0 | 1.079,3 | 5.961,1 |
| 01-feb | 12:00 | 266,5 | 240,8 | 300,2 | 217,9 | 135,2 | 273,3 | 200,4 | 275,8 | 8,9 | 1.073,8 | 5.930,5 |
| 01-feb | 13:00 | 264,0 | 238,6 | 297,4 | 215,9 | 133,9 | 270,8 | 198,5 | 273,3 | 8,9 | 1.063,9 | 5.875,8 |
| 01-feb | 14:00 | 260,6 | 235,5 | 293,5 | 213,1 | 132,2 | 267,3 | 195,9 | 269,8 | 8,8 | 1.050,1 | 5.799,9 |
| 01-feb | 15:00 | 253,8 | 229,4 | 285,9 | 207,5 | 128,8 | 260,3 | 190,8 | 262,7 | 8,5 | 1.022,8 | 5.648,9 |
| 01-feb | 16:00 | 251,1 | 226,9 | 282,8 | 205,3 | 127,4 | 257,5 | 188,8 | 259,9 | 8,4 | 1.011,7 | 5.587,7 |
| 01-feb | 17:00 | 245,9 | 222,2 | 276,9 | 201,0 | 124,7 | 252,2 | 184,9 | 254,5 | 8,3 | 990,7 | 5.471,6 |
| 01-feb | 18:00 | 244,7 | 221,1 | 275,6 | 200,1 | 124,1 | 251,0 | 184,0 | 253,3 | 8,2 | 986,0 | 5.445,8 |
| 01-feb | 19:00 | 263,0 | 237,7 | 296,2 | 215,0 | 133,4 | 269,7 | 197,7 | 272,2 | 8,8 | 1.059,7 | 5.852,8 |
| 01-feb | 20:00 | 274,0 | 247,6 | 308,6 | 224,0 | 139,0 | 281,0 | 206,0 | 283,6 | 9,2 | 1.104,0 | 6.097,4 |
| 01-feb | 21:00 | 273,5 | 247,2 | 308,1 | 223,6 | 138,8 | 280,5 | 205,6 | 283,1 | 9,2 | 1.102,1 | 6.087,0 |
| 01-feb | 22:00 | 258,8 | 233,8 | 291,4 | 211,5 | 131,3 | 265,4 | 194,5 | 267,8 | 8,7 | 1.042,6 | 5.758,4 |
| 01-feb | 23:00 | 240,5 | 217,3 | 270,9 | 196,6 | 122,0 | 246,7 | 180,8 | 248,9 | 8,1 | 969,1 | 5.352,1 |

ANEXO II: Script de Python

```

import powerfactory          # importa la aplicación
PowerFactory
app=powerfactory.GetApplication() # abre la aplicación PowerFactory
import xlrd                  # importa la biblioteca "xlrd" para
leer archivos de Excel (.xls)
from win32com import client  # importa la biblioteca "win32com"
para escribir archivos de Excel

Line=app.GetCalcRelevantObjects('*.*ElmLne')          # crea
lista de todas las líneas
LineTypes=app.GetCalcRelevantObjects('*.*TypLne')     # crea lista
de tipos de líneas
LineDLR=app.GetCalcRelevantObjects('*line 02 -03.*TypLne') # se define
el tipo de línea en la que se aplicará DLR
# Solo hay que cambiar el nombre de línea para hacer las simulaciones
con DLR en otra línea
SynGen=app.GetCalcRelevantObjects('*.*ElmSym')        # Lista de
generadores síncronos
G08=app.GetCalcRelevantObjects('*G 08.*ElmSym')       # Generadores
eólicos a los que se le aplicará el límite
G10=app.GetCalcRelevantObjects('*G 10.*ElmSym')
Load=app.GetCalcRelevantObjects('*.*ElmLod')         # crea
lista de todas las cargas

wbDatos =
xlrd.open_workbook("C:\\Users\\1018585\\Downloads\\TFM\\Anexo
datos.xls")
# Ubicación del documento de la base de datos que se quiere inyectar
en PowerFactory
# Se asignan los datos de cada pagina del Excel:
ws_line = wbDatos.sheet_by_index(0)                  # datos de ampacidad
ws_load = wbDatos.sheet_by_index(1)                  # datos de cargas
ws_cost = wbDatos.sheet_by_index(2)                  # datos de costes de

```

```
generadores
ws_eolic = wbDatos.sheet_by_index(3)      # datos de los límites
eólicos
# Entre paréntesis número de la página del libro
# Cuidado: Para la biblioteca "xlrd", las páginas, filas y columnas
empiezan en el 0

from win32com import client
excel=client.Dispatch("Excel.Application")
excel.visible=True
wbResultados=excel.Workbooks.Add()      # Se crea el
archivo Excel
wbResultados.Worksheets[0].Name="Informe de líneas" # Se genera la
página con su nombre
ws1=wbResultados.Worksheets[0]
ws2=wbResultados.Worksheets.Add()
ws2.Name="Informe de generación"      # Se genera la
segunda página con su nombre

# Títulos para los encabezados de las columnas donde irán los
resultados de las simulaciones
# Cuidado: Para la biblioteca "win32com" las filas y columnas de
excel empiezan en el 1
ws1.Cells(1, 1).Value = "Hora"
ws1.Cells(1, 2).Value = "Línea"
ws1.Cells(1, 3).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos medidos)"
ws1.Cells(1, 4).Value = "N°Contingencia MAX (Datos medidos)"
ws1.Cells(1, 5).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos medidos)"
ws1.Cells(1, 6).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos predichos - 2,5%
riesgo)"
ws1.Cells(1, 7).Value = "N°Contingencia MAX (Datos predichos - 2,5%
riesgo)"
ws1.Cells(1, 8).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos predichos -
2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 9).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos estáticos - 2,5%
```




```
riesgo) "  
ws1.Cells(1, 10).Value = "N°Contingencia MAX (Datos estáticos - 2,5%  
riesgo) "  
ws1.Cells(1, 11).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos estáticos  
- 2,5% riesgo) "  
ws1.Cells(1, 12).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos predichos - 10%  
riesgo) "  
ws1.Cells(1, 13).Value = "N°Contingencia MAX (Datos predichos - 10%  
riesgo) "  
ws1.Cells(1, 14).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos predichos  
- 10% riesgo) "  
ws1.Cells(1, 15).Value = "Carga [%] Caso Base (Datos estáticos - 10%  
riesgo) "  
ws1.Cells(1, 16).Value = "N°Contingencia MAX (Datos estáticos - 10%  
riesgo) "  
ws1.Cells(1, 17).Value = "Carga [%] Contingencia MAX (Datos estáticos  
- 10% riesgo) "  
ws2.Cells(1, 1).Value = "Hora"  
ws2.Cells(1, 2).Value = "Nombre del generador"  
ws2.Cells(1, 3).Value = "Producción [MW] (datos medidos) "  
ws2.Cells(1, 4).Value = "Coste [USD/h] (datos medidos) "  
ws2.Cells(1, 5).Value = "Producción [MW] (datos predichos - 2,5%  
riesgo) "  
ws2.Cells(1, 6).Value = "Coste [USD/h] (datos predichos - 2,5%  
riesgo) "  
ws2.Cells(1, 7).Value = "Producción [MW] (datos estáticos - 2,5%  
riesgo) "  
ws2.Cells(1, 8).Value = "Coste [USD/h] (datos estáticos - 2,5%  
riesgo) "  
ws2.Cells(1, 9).Value = "Producción [MW] (datos predichos - 10%  
riesgo) "  
ws2.Cells(1, 10).Value = "Coste [USD/h] (datos predichos - 10%  
riesgo) "  
ws2.Cells(1, 11).Value = "Producción [MW] (datos estáticos - 10%  
riesgo) "
```

```
ws2.Cells(1, 12).Value = "Coste [USD/h] (datos estáticos - 10%  
riesgo)"  
  
# Valores iniciales para obtener los resultados en excel durante el  
bucle  
row_gen_resultados = 2  
row_line_resultados = 2  
  
# Verificación de que el resto de líneas tengan la ampacidad estática  
de referencia  
for t in LineTypes:  
    t.sline = 1  
  
# Valores iniciales para llevar a cabo el bucle  
time = 1  
row = 1  
row_gen = 1  
  
while time<=24: # Bucle durante 24hs (1 día)  
    # Definición de la hora en los resultados en Excel (biblioteca  
"win32com")  
    ws1.Cells(row_line_resultados, 1).Value = time  
    ws2.Cells(row_gen_resultados, 1).Value = time  
  
    # Base de datos a inyectar:  
    # definición de los valores desde Excel a PowerFactory (bibl. xlrd  
y powerfactory)  
    for t in LineDLR:  
        t.sline = ws_line.cell_value(row, 2) # Valores de ampacidad  
    for r, l in enumerate(Load):  
        l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r) # Valores de cargas  
    for r, gen in enumerate(SynGen):  
        gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r,  
3)), (ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]  
        gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r,
```

```

5)), (ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
    # Valores de los costes para generadores
    for g in G08:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2) # Limitación de potencia
eólica de G08
    for g in G10:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3) # Limitación de potencia
eólica de G10

    # Ejecución de la simulación
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
    # Traspaso de los resultados de PowerFactory a Excel (bibl.
win32com y powerfactory)
    for r,l in enumerate(Line):
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 2).Value = l.loc_name
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 3).Value =
l.GetAttribute("c:loading")
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 4).Value =
l.GetAttribute("c:maxCntcy")
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 5).Value =
l.GetAttribute("c:maxLoading_st")
        # Transcribe los valores de las líneas en la página "Informe de
líneas":
        # nombre de línea, carga del caso base,
        # número de contingencia con carga máxima, carga de esa
contingencia
        for r,s in enumerate(SynGen):
            ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 2).Value = s.loc_name
            ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 3).Value =
s.GetAttribute("m:P:bus1")
            ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 4).Value =
s.GetAttribute("c:cst_disp")
            # Transcribe los valores de los generadores en la página
"Informe de generación"

```

```

# nombre de genedaros, despacho, precio

# Datos predichos - 2,5% seguridad
for t in LineDLR:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 3)
    for r, l in enumerate(Load):
        l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
    for r, gen in enumerate(SynGen):
        gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
        gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
    for g in G2:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
    for g in G3:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
    for r, l in enumerate(Line):
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 6).Value =
l.GetAttribute("c:loading")
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 7).Value =
l.GetAttribute("c:maxCntcy")
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 8).Value =
l.GetAttribute("c:maxLoading_st")
    for r, s in enumerate(SynGen):
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 5).Value =
s.GetAttribute("m:P:bus1")
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 6).Value =
s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Datos estáticos - 2,5% seguridad
for t in LineDLR:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 4)
    for r, l in enumerate(Load):

```



```
l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
for r, gen in enumerate(SynGen):
    gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
    gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
    for g in G2:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
    for g in G3:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
    for r, l in enumerate(Line):
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 9).Value =
l.GetAttribute("c:loading")
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 10).Value =
l.GetAttribute("c:maxCntcy")
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 11).Value =
l.GetAttribute("c:maxLoading_st")
        for r, s in enumerate(SynGen):
            ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 7).Value =
s.GetAttribute("m:P:bus1")
            ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 8).Value =
s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Datos predichos - 10% seguridad
for t in LineDLR:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 5)
    for r, l in enumerate(Load):
        l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
    for r, gen in enumerate(SynGen):
        gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
        gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
```



```
for g in G2:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
for g in G3:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
opf.Execute()
for r, l in enumerate(Line):
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 12).Value =
l.GetAttribute("c:loading")
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 13).Value =
l.GetAttribute("c:maxCntcy")
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 14).Value =
l.GetAttribute("c:maxLoading_st")
    for r, s in enumerate(SynGen):
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 9).Value =
s.GetAttribute("m:P:bus1")
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 10).Value =
s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Datos estáticos - 10% seguridad
for t in LineDLR:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 6)
for r, l in enumerate(Load):
    l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
for r, gen in enumerate(SynGen):
    gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
    gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
for g in G2:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
for g in G3:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
opf.Execute()
```



```
for r, l in enumerate(Line):
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 15).Value =
l.GetAttribute("c:loading")
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 16).Value =
l.GetAttribute("c:maxCntcy")
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 17).Value =
l.GetAttribute("c:maxLoading_st")
    for r, s in enumerate(SynGen):
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 11).Value =
s.GetAttribute("m:P:bus1")
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 12).Value =
s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Actualización de valores para seguir el bucle
time += 1
row += 1
for l in enumerate(Line):
    row_line_resultados += 1
for s in enumerate(SynGen):
    row_gen += 1
    row_gen_resultados += 1
```