



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

ICADE

CIHS

Proyecto Fin de Grado

Diseño de un predictor parabólico para el cálculo de máxima capacidad de transferencia entre sistemas interconectados

Alumna: Marta Urretavizcaya Tato

Director: Francisco Miguel Echavarren Cerezo

26 de junio de 2020

Firma del autor:

Visto Bueno del director:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Diseño de un predictor parabólico para el cálculo de la máxima capacidad de transferencia entre sistemas interconectados en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/20 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Marta Urretavizcaya Tato
Fecha: 26/6/2020

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Francisco M. Echavarren Cerezo
Fecha: 26/6/2020

DISEÑO DE UN PREDICTOR PARABÓLICO PARA EL CÁLCULO DE MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE SISTEMAS INTERCONECTADOS

Autora: Urretavizcaya Tato, Marta

Director: Echavarren Cerezo, Francisco Miguel

ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN

Durante los últimos años los sistemas de energía eléctrica están experimentando grandes cambios tanto en su estructura como en su operación. Los grandes centros de consumo crecen y se extienden geográficamente, facilitando que cada vez más las grandes redes de transporte de energía eléctrica se conecten entre ellas e intercambien energía. Estas interconexiones tienen múltiples ventajas. La principal es que aportan seguridad y continuidad al suministro eléctrico. Esto es esencial cuando se producen incidentes, ya que las interconexiones facilitan funciones de apoyo entre sistemas vecinos gracias a que hay una capacidad de intercambio de energía mucho mayor. La segunda, es que colabora con la sostenibilidad mediante el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables. Cada vez se produce más energía renovable, y gracias a las interconexiones ésta se puede aprovechar en otros sistemas, ya que la energía que se genera de esta manera en un país y no se utiliza puede ir a otros. Por último, se aumenta la eficiencia y la competitividad de los mercados eléctricos. Con la capacidad que queda libre de las líneas se establecen intercambios comerciales, lo que provoca que la energía fluya de donde es más barata producirla a donde es más caro, que contribuye a que baje el precio de la electricidad.

En este contexto, el concepto de máxima capacidad de transferencia de energía cobra mucha importancia. La máxima capacidad de transferencia es también conocida como TTC por sus siglas en inglés (Total Transfer Capability). El TTC se define como la cantidad de energía eléctrica que puede ser transportada entre áreas interconectadas de forma que se garantice la operación del sistema en condiciones de seguridad. Dichas condiciones se presentan en forma de restricciones que limitan el flujo de potencia por líneas y transformadores, y establecen límites máximos y mínimos para las tensiones de la red.

En la literatura técnica existen diferentes métodos para calcular el TTC. Dentro de ellos las técnicas de continuación son las más extendidas. Las técnicas de continuación se utilizan para calcular las trayectorias de diferentes curvas hallando un número de puntos que pertenecen a las mismas. Estas constan de dos pasos, el predictor y el corrector. El predictor es la primera etapa para encontrar el siguiente punto solución de las ecuaciones. Con este paso se obtiene una aproximación, que no llega a ser solución del sistema. Con el paso corrector sí que se obtiene una solución del sistema de ecuaciones, partiendo del punto que se ha obtenido gracias al predictor.

Este Trabajo de Fin de Grado se va a centrar en el predictor. Actualmente lo más común es utilizar predictores lineales, los cuales aproximan muy bien las curvas de potencia aparente cuando estas tienen una forma casi lineal. Sin embargo, cuando las trayectorias presentan elevada curvatura este procedimiento no es el más efectivo. Esto ocurre cuando la potencia activa o la potencia reactiva cambian de signo en el trayecto desde caso base hasta el punto de TTC. Es por ello por lo que se presenta la idea de utilizar un predictor parabólico en vez de lineal. El propósito de emplear predictores parabólicos en vez de lineales es obtener mejores estimaciones tras el predictor, lo que facilitara la tarea de convergencia del corrector.

Los desarrollos llevados a cabo en el presente Trabajo Fin de Grado se aplican sobre un conjunto de escenarios para probar su eficiencia. Se va a utilizar la red estándar IEEE de 39 nudos y se van a estudiar cuatro casos diferentes para comprobar la eficiencia de este nuevo predictor.

FORMULATION OF A PARABOLIC PREDICTOR FOR TOTAL TRANSFER CAPABILITY COMPUTATION

Author: Urretavizcaya Tato, Marta

Director: Echavarren Cerezo, Francisco Miguel

ICAI – Universidad Pontificia Comillas

SUMMARY

In the last few years, the electric systems are undergoing great changes, both in their structure and in their operation. Large consumption centers grow and spread geographically, making it easier for large electric power transmission networks to connect with each other and exchange energy. These interconnections have multiple advantages. The main one is that they provide security and continuity to the power supply. This is essential when incidents occur, as the interconnections facilitate supporting functions between neighboring systems due to the much greater power exchange capacity. The second is that it collaborates with sustainability by taking advantage of the renewable energy sources. As time goes by more renewable energy is produced, and due to the interconnections, it can be used in other systems, since the green energy generated in one country which not used can go to others. Finally, the efficiency and competitiveness of electricity markets is increased. With the remaining capacity of the branches, commercial exchanges are established, causing energy to flow from where it is cheaper to produce to where it is more expensive, which contributes to lowering the price of electricity.

In this context, the concept of total transfer capability (TTC) gains weight. The TTC is defined as the amount of electric power that can be transferred between two interconnected transmission networks under some system security conditions. These conditions are presented in the form of restrictions that limit the flow of power through lines and transformers and establish maximum and minimum limits for network voltages.

In the technical literature there are different methods to calculate the TTC. Among them the continuation techniques are the most widespread. The continuation techniques are used to calculate the paths of different curves by finding several points that belong to them. These techniques consist of two steps, the predictor, and the corrector. The predictor is the first step in finding the next solution of the equations. With this step an approximation is obtained, which is not a solution of the equations. Afterwards, the correction step finds a solution of the equations. The corrector step starts at the point that had been obtained in the predictor step.

This Senior Design Project will focus on the predictor step. Currently the most common predictor is the linear one, which approximates the apparent power curves very well when their behavior is almost linear. However, when the trajectories present high curvature, this procedure is not the most effective one. This occurs when active or reactive power changes sign on their path from base case to TTC point. That is why the idea of using a parabolic predictor rather than a linear one is presented. The purpose of using parabolic predictors instead of linear is to obtain better estimates after this step, which will facilitate the task of corrector convergence.

The developments carried out in this Senior Design Project are applied to a set of scenarios to test their efficiency. The IEEE standard network of 39 buses will be used and four different cases will be studied to check the efficiency of this new predictor.

TABLA DE CONTENIDOS

1	MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA EN SISTEMAS INTERCONECTADOS	13
1.1	CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA	13
1.1.1	Available Transfer Capability	15
1.1.2	Transmission Reliability Margin	16
1.1.3	Capacity Benefit Margin	17
1.3	MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA	19
1.3.1	Técnicas de continuación	19
1.3.2	Técnicas basadas en OPF	20
1.3.3	Otras técnicas	20
1.3.4	Algoritmo de mejora	21
2	INTEGRACIÓN DEL PREDICTOR PARABÓLICO EN UN ALGORITMO DE CONTINUACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA	22
2.1.1	Predictor	23
2.1.2	Corrector.....	25
2.1.3	Criterio de parada	26
2.2	ALGORITMO DE CONTINUACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA	26
2.3	ESTIMACIONES LINEAL Y PARABÓLICA DE LOS FLUJOS DE POTENCIA POR LAS RAMAS	27
2.3.1	Predictor lineal	28
2.3.2	Predictor parabólico	30
2.4	ALGORITMO DE CÁLCULO DE MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA.....	31
2.4.1	Técnica basada en el método de bisección.....	32
2.4.2	Predictor lineal	32
2.4.3	Predictor parabólico	35
3	RESULTADOS.....	38
3.1	RED IEEE DE 39 NUDOS DE NUEVA INGLATERRA.....	38
3.2	COMPARACIÓN ENTRE PREDICTORES	39
4	CONCLUSIONES.....	46
	REFERENCIAS.....	48
	ANEXO 1. INTEGRACIÓN DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.	50
	ANEXO 2. ESTUDIO ECONÓMICO	52

Índice de figuras

Figura 1: pasos predictor y corrector utilizados para la obtención de una nueva solución de las ecuaciones de estado, a partir de una anterior.	22
Figura 2: aproximación lineal de las ecuaciones aumentadas del flujo de cargas	24
Figura 3: comparativa gráfica de los métodos predictores más comunes	25
Figura 4: representación gráfica del punto de parada al utilizar las técnicas de continuación [5].	26
Figura 5: ejemplos del comportamiento de la potencia aparente.	28
Figura 6: diagrama de flujo con el algoritmo para el cálculo del factor de carga.	31
Figura 7: situaciones posibles en el problema (2.29), a) cuando todos los límites son inicialmente factibles, y b) cuando uno o más límites son inicialmente inviables.	33
Figura 8: ejemplo para estudiar las sensibilidades negativas 1.	34
Figura 9: ejemplo para estudiar las sensibilidades negativas 2.	35
Figura 10: ejemplo de comportamiento de la potencia aparente por una línea en el que el incremento del factor de carga puede ser positivo o negativo.	36
Figura 11: ejemplo de comportamiento de la potencia aparente por una línea en el que es necesario que el incremento del factor de carga sea negativo.	36
Figura 12: ejemplo de comportamiento de la potencia aparente por una línea que no es posible que se dé.	37
Figura 13: diferentes situaciones que se pueden dar al resolver (2.35), a) cuando todas las restricciones son inicialmente factibles y b) cuando una o más condiciones son inicialmente inviables.	37
Figura 14: diagrama unifilar de la red IEEE de 39 nudos.	38
Figura 15: potencia aparente por la línea crítica y sus aproximaciones lineales y parabólicas para los ejemplos considerados.	44
Figura 16: potencia aparente por la línea 9-39 y sus aproximaciones lineales y parabólicas para los ejemplos considerados.	45

Índice de tablas

TABLA 1 – BALANCE DE POTENCIAS PARA EL CASO BASE CONVERGIDO	39
TABLA 2 – BALANCE DE POTENCIAS PARA EL PUTNO DEL TTC	40
TABLA 3 – ENERGÍA EXPORTADA EN CADA UNO DE LOS CASOS.....	40
TABLA 4 – ITERACIONES NECESARIAS PARA LLEGAR AL PUNTO DEL TTC CON CADA MÉTODO PREDICTOR	41
TABLA 5 – COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 1	41
TABLA 6 – COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 2	42
TABLA 7– COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 3	42
TABLA 8 – COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 4	43
TABLA 9: INVERSIÓN INICIAL PARA EL ESTUDIO	¡Error! Marcador no definido.

1 Máxima capacidad de transferencia en sistemas interconectados

Durante los últimos años, los sistemas de energía eléctrica están experimentando grandes cambios. Cada vez son más comunes las redes de transporte que facilitan el transporte de energía eléctrica entre los centros de consumo. Dichas interconexiones presentan múltiples ventajas, siendo la mayor de ellas un aumento de la seguridad del sistema. Esto se hace evidente en momentos de emergencia, ya que las interconexiones facilitan funciones de apoyo entre sistemas vecinos. Además, también contribuyen a la estabilidad y robustez del sistema, ya que, ante un incidente en un sistema, si este no tiene suficientes reservas, los sistemas colindantes pueden utilizar sus reservas como apoyo para evitar que el sistema colapse.

También aumentan la eficiencia y la competitividad de los mercados eléctricos, ya que con la capacidad que queda libre en las líneas se establecen intercambios comerciales. De esta forma la energía fluye desde donde es más barata su producción hasta donde es más cara. Así la generación de energía se realiza con tecnologías más eficientes y se retrasa la necesidad de crear nuevas centrales de generación. Además, con esto se obliga al país a tener propuestas más competitivas si pretende que se acepten sus ofertas, lo que culmina en una reducción del precio de la energía.

Por último, cabe destacar como ventaja el mayor aprovechamiento de las energías renovables. Al aumentar la capacidad de interconexión, se incrementa la cantidad de producción renovable que se puede integrar en un sistema cumpliendo las condiciones de seguridad, ya que, en lugar de desaprovechar la energía limpia sobrante, esta se puede enviar a países vecinos. Además, si en algún sistema hay una falta de producción renovable, una gran capacidad de intercambio permite recibir energía de otros. De esta manera se reduce el uso de combustibles fósiles y se favorece la transición hacia la descarbonización de nuestro modelo energético. Esto es un paso para llegar a cumplir los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

1.1 Capacidad de transferencia

En este contexto es de máxima importancia el estudio de la capacidad de transferencia de los sistemas interconectados, que indica cuánto puede aumentar el flujo de energía de un área del sistema a otra sin poner en riesgo la seguridad del sistema [1]. Un cálculo preciso de la capacidad de transferencia es esencial a la hora de planificar y operar con el mercado eléctrico. Los planificadores tienen que ser conscientes de los puntos débiles del sistema, mientras que los operadores no pueden implementar transferencias de potencia que excedan la capacidad de transferencia programada.

La precisión es un aspecto clave en el cálculo de la capacidad de transferencia. Obtener valores de capacidad de transferencia imprecisos, ya sea por exceso o por defecto, puede conllevar problemas tanto en la operación como en la planificación del sistema. Por un lado, realizar el cálculo de la capacidad de transferencia de forma demasiado permisiva conlleva un riesgo de sobrecargas en el sistema, daños en los equipos o incluso apagones. Por otro lado, si el cálculo es demasiado conservador se estará haciendo un uso ineficiente del sistema. La transferencia de potencia se ve limitada de manera innecesaria, por lo que no se aprovecha del todo la capacidad de la red. Se puede ver por qué un cálculo preciso de la capacidad de transferencia es esencial para que haya un funcionamiento seguro y eficiente del sistema eléctrico, manteniéndolo dentro de sus límites de seguridad al mismo tiempo que se aprovecha al máximo toda su capacidad. A continuación, se explican en profundidad ambas características.

El cálculo de la capacidad de transferencia se desarrolla en muchas ocasiones en dos contextos. Por un lado, es necesario actualizar la capacidad de transferencia que se maneja en la Operación del sistema a medida que se avanza en el tiempo. A medida que pasa el tiempo se dan cambios en el sistema, ya que cambian las características de este. Por ejemplo, puede subir o bajar la demanda,

puede haber cambios topológicos programados, se pueden dar contingencias, etc. Es por esto por lo que realizar un buen cálculo de la capacidad de transferencia es necesario para una planificación eficiente del sistema eléctrico. Por otro lado, en ocasiones el mercado eléctrico se desarrolla con restricciones de intercambio. En esos casos, las restricciones usan valores de la capacidad de transferencia que se han obtenido analizando multitud de escenarios para obtener valores estadísticamente significativos.

Como ya se ha comentado anteriormente, la interconexión de grandes sistemas eléctricos contribuye a su seguridad y robustez. En un sistema interconectado se puede suplir la pérdida de generación en un área generando más en otras. Por lo tanto, las interconexiones hacen que los sistemas puedan hacer frente a contingencias que en otros casos no serían capaces de afrontar. Entre los usos de la capacidad de transferencia está, por ejemplo, el determinar lo capaces que son los sistemas de transmisión a la hora de permitir que la generación interna sea sustituida por generación externa. También sirve para evaluar de manera fácil y segura la habilidad que tiene un sistema eléctrico para permanecer dentro de los límites de seguridad después de una contingencia.

Para realizar esto se crea un modelo que refleje las condiciones anteriormente expuestas. Una parte del sistema (un área, una zona geográfica o un conjunto de nudos) se establece como “importadora” y otra como “exportadora”. En el área importadora (sumidero), se establece un patrón de variación de generación y demanda importador. Esto es, a medida que el tiempo avanza esta área experimenta un saldo cada vez más negativo entre generación y demanda, de forma que ha de aumentar la cantidad de energía inyectada en dicha área. Esto se hace típicamente definiendo un patrón de aumento de la demanda y congelando la generación, aunque también se puede formular disminuyendo la generación sin subir demanda, o una combinación de ambas. Por el contrario, en el área exportadora (fuente) se establece un patrón de aumento de la generación que compensará el saldo negativo del área importadora. También se puede plantear bajando la demanda del área exportadora, pero es un caso muy poco habitual.

El propósito de la capacidad de transferencia es predecir la cantidad de potencia generada perdida que puede ser sustituida por las reservas, respetando las restricciones en cada circunstancia. A parte de hacer variaciones en las fuentes y los sumideros, también se cambia el estado de las demandas, así como el de las diferentes líneas al realizar las simulaciones. Con esto se estudia un mayor número de escenarios, contemplando así otras posibilidades.

Hay veces que los operadores del sistema se encuentran ante circunstancias, que requieren que lleven a cabo acciones para verificar si las guías de operación existentes cumplen con los requerimientos de seguridad en unas condiciones dadas. Esto podría darse, por ejemplo, en un momento en el que hay una alta transferencia de potencia y, además, hace mucho viento, por lo que se está produciendo más energía eólica de lo normal. Aunque ambas circunstancias puedan entrar en lo que se ha tenido en cuenta al hacer las planificaciones, los operadores tienen información específica sobre el estado actual del sistema, y deben anticipar lo que va a pasar en el mismo en las próximas horas. Ellos son los responsables de saber cuánta transferencia adicional puede soportar el sistema sin llegar a comprometer la seguridad de este. En estas situaciones la capacidad de transferencia representa un margen de seguridad.

Por último, cabe destacar que analizar la capacidad de transferencia a largo plazo requiere una mayor cantidad de suposiciones, como son, por ejemplo: el patrón de distribución de las cargas, la configuración de la red, el estado de las líneas, etc. Por otro lado, si se analiza la capacidad de transferencia para un futuro más inmediato, las suposiciones que hay que hacer son mucho menores, pero es necesario hacerlo de forma más precisa.

La capacidad de transferencia entre sistemas interconectados implica varios conceptos y definiciones asociados a la capacidad de transferencia. En los siguientes apartados se presentan las siguientes definiciones relacionadas con la capacidad de transferencia de energía: Available

Transfer Capability (ATC), Transmission Reliability Margin (TRM), Capacity Benefit Margin (CMB) y Total Transfer Capability (TTC).

1.1.1 Available Transfer Capability

El Available Transfer Capability (ATC) es una medida de la capacidad de transferencia disponible en el sistema para futuras actividades comerciales, respetando las condiciones de seguridad. El valor que se utilice para el ATC afecta tanto a los beneficios que se obtienen de las actividades comerciales, como a la seguridad del sistema. Al unir características técnicas sobre el funcionamiento de los sistemas interconectados con requisitos comerciales, el ATC debe satisfacer determinadas condiciones que tengan en cuenta ambos aspectos. Es por esto por lo que cada vez hay una motivación mayor para realizar los cálculos del ATC de forma unificada, así como los de sus componentes. El ATC debe reflejar de manera precisa el estado de la red, sin llegar a ser tan complicado como para restringir de modo excesivo el comercio.

Los siguientes principios exponen los requerimientos necesarios para el cálculo y la aplicación del ATC [2]:

1. El cálculo del ATC debe producir resultados viables para el comercio. El valor calculado ha de ser una representación razonable y fiable de la capacidad de transferencia disponible para el uso del mercado eléctrico. Además, la frecuencia y el detalle de cada uno de los cálculos ha de ser consistente con el nivel de actividad comercial.
2. Al calcular el ATC se ha de tener en cuenta que las condiciones del flujo de cargas varían con el tiempo. Se han de considerar los efectos de las transferencias de potencia simultáneas, así como los de los recorridos paralelos de la potencia. Aun siendo deseable el hacer simplificaciones comerciales, son las leyes físicas las que gobiernan el sistema. Por lo tanto, son estas las que rigen cómo se va a transferir la potencia por la red en función de las demandas, la generación y la topografía del sistema. Se han de tener en cuenta todas las condiciones, usos y límites de la red para estimar de manera concisa la capacidad de transferencia de esta.
3. El cálculo del ATC debe reconocer que depende de donde se inyecta la potencia, de la dirección de transferencia a través de la red y de donde se demanda potencia. Todos los organismos tienen que dar los datos necesarios para calcular el ATC.
4. Se deben tener en cuenta varias áreas al realizar los estudios del ATC. Esto es necesario para que el resultado contemple las interacciones de las diferentes áreas al haber transferencia de potencia entre ellas.
5. Se deben incorporar ciertos márgenes en el cálculo del ATC que incluyan las incertidumbres presentes en los sistemas eléctricos. Estas aportan flexibilidad para asegurar que la red funciona de forma segura.

Dicho esto, se concluye que el ATC depende de la capacidad total de transferencia (Total Transfer Capability, TTC), del Transmission Reliability Margin (TRM), del Capacity Benefit Margin (CBM) y del intercambio inicial de energía en el caso base (TC_0) y se calcula de la siguiente manera [1]:

$$ATC = TTC - TRM - CBM - TC_0 \quad (1.1)$$

Es importante destacar las causas de la incertidumbre hacen que sea necesario incluir el TRM en el cálculo del ATC. Por un lado, hay incertidumbres relacionadas con la elección del caso base elegido para el cálculo de la transferencia de potencia:

- Parámetros poco precisos o incorrectos.
- Aproximaciones utilizadas para el cálculo.

- Elementos que se han despreciado al realizar el cálculo (como el efecto de la temperatura en diferentes elementos).

También hay incertidumbres relacionadas con las condiciones del sistema, que tienden a aumentar a medida que aumenta la previsión con la que se está calculando la capacidad de transferencia:

- Condiciones meteorológicas y medioambientales.
- Cambios en las demandas.
- Cambios en parámetros de la red.
- Cambios en la topología del sistema.
- Cambios en las transferencias programadas.

1.1.2 Transmission Reliability Margin

El Transmission Reliability Margin (TRM) es la capacidad de transferencia necesaria para poder asegurar que el sistema es seguro teniendo en cuenta un valor razonable de incertidumbres en las condiciones del sistema. Funciona como una reserva de capacidad de transferencia que asegura la fiabilidad del sistema, dándole más flexibilidad de operación. Se debe calcular por separado del Capacity Benefit Margin (CBM) [3].

El valor del ATC depende de innumerables suposiciones y predicciones de las condiciones del sistema, que pueden incluir la topología, la demanda esperada, el patrón de generación, las futuras condiciones climatológicas, las instalaciones de transmisión disponibles, etc. Todos esos parámetros se juntan para construir un escenario que se utiliza para planificar las capacidades de transferencia con un número razonable de contingencias. Por lo tanto, para las predicciones futuras del ATC es necesario considerar las incertidumbres que surgen al proyectar dichos parámetros del sistema. Generalmente, las incertidumbres aumentan a medida que lo hace el horizonte temporal, ya que la incertidumbre de los parámetros aumenta. Por ejemplo, es complicado saber dónde puede haber futuras demandas o generadores, así como las futuras transacciones eléctricas. Todos estos factores tienen un gran impacto en la capacidad de transferencia. Por lo tanto, se puede concluir que el TRM tiene una dependencia temporal, siendo necesaria una cantidad mayor cuanto más alejada en el tiempo es la predicción que se pretende hacer.

Además, el cálculo del ATC ha de tener en cuenta que las condiciones actuales del sistema pueden cambiar considerablemente de un momento a otro por un cambio en las condiciones de operación del sistema. Esto conlleva que no puedan ser calculados sin el TRM. Los cambios de las condiciones de operación del sistema pueden ser transferencias simultáneas programadas que impacten a un área en concreto de las que se está estudiando, un apagón, la respuesta dinámica de los sistemas interconectados ante una contingencia (como la pérdida de un generador), etc.

Dentro de la familia de métodos para el cálculo del TRM, los más extendidos son aquellos que emplean sensibilidades de primer orden de la capacidad de transferencia [1]. Dichas sensibilidades son fácilmente calculables una vez se dispone de la capacidad de transferencia. En este proyecto se supone que la incertidumbre de los parámetros puede ser estimada o medida y enseña como estimar la incertidumbre de la capacidad de transferencia. Posteriormente se desarrollará una fórmula para el TRM basada en la incertidumbre de la capacidad de transferencia y en las condiciones de seguridad solicitadas. Además, en el proyecto solo se van a tener en cuenta los límites estáticos del sistema, como son las tensiones o la cantidad de potencia que una línea es capaz de transportar. Antes de desarrollar dicha fórmula se van a explicar de manera más detallada las sensibilidades de la capacidad de transferencia, lo cual será también útil para otras partes del proyecto.

Las sensibilidades sirven para estimar el efecto que tiene en la capacidad de transferencia la variación de los parámetros que se asumen para calcularla. Como ya se ha explicado anteriormente,

en muchos casos es necesario calcular de forma rápida y eficaz la capacidad de transferencia con unas suposiciones concretas, que representan el estado del sistema, para posteriormente volver a realizar el cálculo cambiándolas. Para esto es útil que, una vez se haya calculado la capacidad de transferencia, se calcule también la sensibilidad de la capacidad de transferencia con respecto a los diferentes parámetros.

Gracias a las sensibilidades se obtiene una aproximación lineal de la variación de un parámetro con respecto a otro. Esa variación solamente es válida para unos valores concretos de los dos parámetros. Dicho de otra manera, sirve para aproximar como varía un parámetro con respecto a otro en las inmediaciones a un punto concreto. Si se cambia dicho punto es necesario volver a calcular la sensibilidad.

El cálculo del TRM es una labor compleja en la que intervienen multitud de parámetros y variables. Estos pueden representar las demandas, la topología del sistema, la generación, etc. La capacidad de transferencia de un sistema depende de todos ellos de forma no lineal. Además, es la incertidumbre en estos parámetros lo que causa incertidumbre en el ATC, la cual se cuantifica en el TRM. Para hacer esto hay varios métodos, de entre los que se puede destacar el utilizar la media y la varianza de cada uno de los parámetros, así como la sensibilidad de primer orden de la capacidad de transferencia respecto a cada uno de ellos. Se supone que al ser varios parámetros la distribución del TRM sigue una distribución normal y con los datos anteriores es posible calcular un valor del TRM.

1.1.3 Capacity Benefit Margin

Se entiende por Capacity Benefit Margin (CBM) la capacidad de transferencia reservada por las Load Serving Entities (entidades vendedoras de energía, lo que sería una compañía eléctrica) para asegurar el suministro potencia, manteniendo las condiciones de seguridad de los generadores [3]. Las reservas de CBM por las LSE permiten a estas entidades tener una capacidad de generación menor que la que tendrían si tuvieran que cumplir las condiciones de seguridad sin interconexiones.

El CMB es un margen más local que el TRM, que es más a nivel de red. Por lo tanto, mientras las LSE mantengan los procedimientos para reservar capacidad de transferencia para asegurar el suministro de forma segura, el CMB deberá ser incluido en los cálculos del ATC. Además, se debe de seguir teniendo en consideración para el desarrollo de los sistemas energéticos. Se anticipa que las LSE fomentarán nuevos procedimientos para la reserva de la capacidad de transferencia.

El ATC siempre debe de tener en cuenta un CBM suficiente, para que haya posibilidad de actuación de forma segura si se da un déficit de demanda en alguna zona. En general, el CBM es un margen de la capacidad de transferencia reservado para que la generación se dé siempre de forma segura. El CBM depende directamente del nivel especificado del Loss of Load Expectation (LOLE) [4].

Actualmente no hay muchos métodos disponibles para calcular el CMB, siendo el más utilizado para su cálculo en cada área el prueba y error. Realizar esto en un sistema pequeño no es difícil, pero cuando se trata de un sistema real con muchas áreas requiere mucho tiempo. Además, no es un método muy exacto ya que tiende a sobreestimar el CMB.

En la literatura técnica se proponen otros métodos para el cálculo del CMB, como el utilizar la programación evolutiva para calcularlo. Este método supone varias ventajas en comparación con el anterior, sobre todo una mejora en el tiempo de cálculo y en la exactitud de este.

Finalmente, en [4] se detalla otro método para el cálculo del CBM que tiene en cuenta la fiabilidad de los sistemas interconectados. Es importante tener esto en cuenta ya que los sistemas interconectados se utilizan como herramienta para transferir potencia a áreas que tengan un déficit

de generación. La fiabilidad de las interconexiones tiene que entrar por tanto en el cálculo del CMB, ya que entran dentro de su definición: la cantidad de la capacidad de transferencia reservada por las LSE para satisfacer las necesidades de generación de forma segura.

1.1.4 Total Transfer Capability

Como ya se ha expuesto anteriormente, el conocer la capacidad de transferencia de un sistema es necesario para poder aprovecharlo al máximo. Esto conlleva múltiples beneficios, todos ellos derivados del ser capaces de predecir con exactitud el funcionamiento de dicho sistema. Es en este contexto de la importancia de la capacidad de transferencia y de la exactitud en su cálculo donde se sitúa el presente Trabajo de Fin de Grado. En este proyecto se pretende calcular de una forma rápida y precisa la capacidad de transferencia de una red eléctrica.

La capacidad de transferencia, también conocida como TTC por sus siglas en inglés (Total Transfer Capability) se define como la cantidad de energía eléctrica que puede ser transportada entre áreas interconectadas de forma que se garantice la operación del sistema en condiciones de seguridad. Dichas condiciones se presentan en forma de restricciones que limitan el flujo de potencia por líneas y transformadores y establecen límites máximos y mínimos para las tensiones de la red.

El TTC de un sistema es direccional [2], ya que la capacidad de transferencia entre dos áreas A y B es diferente de A hacia B que en el sentido contrario. Esto implica que ambas han de ser calculadas por separado. Además, el TTC también tiene una dependencia temporal, ya que las condiciones del sistema cambian con el tiempo. Por último, el TTC también depende de la configuración del sistema (situación de generadores, cargas, condensadores, estado de las líneas, características de estas, tomas de los transformadores, ...). Esto quiere decir que el TTC está fijado para unas determinadas condiciones, y su valor puede cambiar de forma significativa cuando cambien estas.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que la capacidad de transferencia está limitada por las condiciones físicas y eléctricas del sistema. Lo que esto conlleva es que la capacidad de transferencia entre dos áreas A y B no sea la suma de la capacidad de cada una de las líneas que une ambas, sino que es inferior. De la misma manera, no es posible sumar dos capacidades de transferencia no simultáneas para obtener el TTC total. Esto quiere decir que la suma de la capacidad de transferencia de A a C más la de B a C no es igual a la capacidad de transferencia total del área C. Es necesario que las capacidades de transferencia sean simultáneas para obtener el TTC.

Finalmente cabe destacar dos cosas. La primera es que nunca se van a alcanzar todos los límites a la vez. Sin embargo, la primera restricción en activarse será la que fije la capacidad de transferencia límite. La segunda es que en un sistema con varias áreas interconectadas si se quiere calcular el TTC entre dos de ellas (A y B, por ejemplo) este puede estar definido por un límite del sistema que se alcance en un área diferente (como podría ser C). Es esencial que no se supere ninguno de los límites, ya que esto puede llevar a sobrecargas, inestabilidad en las tensiones o a la inestabilidad dinámica del sistema.

La definición del TTC incluye tres elementos fundamentales [5]:

- **Caso base.** La elección de un buen caso base es un elemento clave para calcular el TTC. El caso base ha de ser un caso resuelto que represente unos patrones de generación y carga típicos. También tiene que ser consistente y representativo del horizonte temporal a estudiar. Esto implica que en un análisis a corto plazo se puede utilizar el caso de tiempo real más reciente, actualizándolo si fuera necesario. Sin embargo, si se analiza a largo plazo es necesario algo más representativo. Por último, se entiende que el caso base es seguro,

de forma que todos los valores del sistema (como la potencia por las líneas y transformadores y las tensiones de los nudos) están dentro de sus límites.

- **Dirección de transferencia.** La transferencia de energía se especifica por cambios en las potencias inyectadas en los nudos de la red. Por ejemplo, una transferencia del nudo A al nudo B se especifica aumentando la potencia en el nudo A y disminuyéndola en el B. En concreto, si se quieren transferir 50 MW de A hacia B, entonces la potencia en B se reduce en 50 MW y la de A se aumenta en esa misma cantidad. Las pérdidas asociadas a esta modificación pueden tratarse de diferentes formas, como podrían ser el aumentar la potencia inyectada en A, el dejar que las asuma el nudo slack o repartirlas entre el resto de los generadores.
- **Límites de seguridad.** La transferencia de energía del origen al destino está restringida por los límites de seguridad del sistema. Los límites que considerar son normalmente la máxima capacidad de las líneas y los transformadores y los límites de tensión en los nudos. La máxima capacidad de transferencia se alcanza cuando se sobrepasa al menos uno de los límites del sistema.

1.2 Problema del cálculo de la máxima capacidad de transferencia

Se entiende por capacidad de transferencia la cantidad de energía eléctrica que puede ser transportada entre áreas de forma que se garantice la operación del sistema en condiciones de seguridad. Las condiciones de seguridad pueden ser restricciones que constituyen límites máximos y mínimos de tensión o el flujo máximo de potencia por las líneas. El TTC (o máxima capacidad de transferencia) es el objeto de estudio de este trabajo, por lo que es importante la definición de sus componentes.

Primero se parte de un caso base, que sea representativo del horizonte temporal en el que se pretende calcular la capacidad de transferencia y en el que se respeten todos los límites de seguridad. Después es necesario definir una dirección de transferencia. Esto se hace aumentando en un área la exportación y en otro la importación de potencia. Finalmente se tienen en cuenta los límites de seguridad, Estos generalmente son la potencia por líneas y transformadores y las tensiones en los nudos, aunque pueden darse otros.

Para calcular el TTC es necesario maximizar la capacidad de transferencia. Además, la máxima capacidad de transferencia tiene que seguir cumpliendo todas las ecuaciones de estado del sistema. Por otro lado, también tiene que respetar los límites técnicos de este. En este Trabajo de Fin de Grado no se han considerado los límites de tensión, ya que el objetivo fundamental del mismo era estudiar el comportamiento de la potencia por las ramas.

1.3 Métodos de cálculo de la máxima capacidad de transferencia

Actualmente existen varios métodos para el cálculo del TTC. Entre ellos los más comunes son las técnicas de continuación y las técnicas basadas en un flujo de cargas óptimo (Optimal Power Flow, OPF). Otras técnicas menos utilizadas debido a que son menos precisas, aunque más rápidas son el empleo de factores de continuación (Power Transfer Distribution Factors, PTDF) y el utilizar un modelo simplificado del sistema en corriente continua [5].

1.3.1 Técnicas de continuación

Las técnicas de continuación son las que se van a utilizar en este Trabajo de Fin de Grado. Estas técnicas consisten en resolver en repetidas ocasiones las ecuaciones del flujo de cargas utilizando diferentes valores del factor de carga hasta llegar al punto del TTC [6][7][8]. El factor de carga es un escalar que se va a utilizar para representar lo que ha aumentado la capacidad de transferencia.

Este valor se va aumentando, de forma que con cada aumento se reconverjan las ecuaciones del sistema. Se repite este paso hasta que se supere alguno de los límites del sistema, en cuyo caso se dice que se ha alcanzado el TTC.

El factor de carga se introduce como una variable más del sistema, lo que ayuda al condicionamiento de este. Esto implica que cuando se está cerca de un punto de colapso las técnicas de continuación funcionan mejor que otros métodos. Las técnicas de continuación son un método seguro y robusto para el cálculo del TTC, por lo que se presentan como una muy buena alternativa para su cálculo.

1.3.2 Técnicas basadas en OPF

Las técnicas basadas en un flujo de cargas óptimo (Optimal Power Flow, OPF) son la otra gran familia de técnicas utilizadas para el cálculo del TTC [9][10]. Al contrario que las técnicas de continuación, estas se basan en maximizar directamente la capacidad de transferencia. En este caso las restricciones de igualdad siguen siendo las ecuaciones del flujo de cargas, mientras que las restricciones de desigualdad son los límites del sistema.

Generalmente los límites son las variables estáticas del sistema (la tensión en los nudos, el flujo máximo de potencia por líneas y transformadores y el límite de estabilidad o colapso de tensiones). Sin embargo, hay veces que se consideran también los límites dinámicos del sistema. Con esto se asegura que el valor que se ha alcanzado del TTC no es a costa de que haya inestabilidad en los ángulos del sistema. El incluir los límites dinámicos del sistema implica un coste computacional elevado, que suele ser innecesario, ya que se puede asumir que al respetar los límites estáticos del sistema se garantiza la estabilidad de los ángulos [1].

1.3.3 Otras técnicas

Por último, cabe destacar el uso de técnicas como el empleo de factores de continuación (Power Transfer Distribution Factors, PTDF) y el utilizar un modelo simplificado del sistema en corriente continua. Ambas suponen un ahorro en rapidez y coste computacional, ya que son aproximaciones. A continuación, se explica sin entrar en detalle el funcionamiento de cada una.

Los PTDFs son las sensibilidades de la potencia activa por líneas y transformadores con respecto a la potencia inyectada en el sistema [11][12]. Utilizando estas sensibilidades se puede calcular el incremento de potencia que hace que se supere el límite del flujo de potencia por cada línea. El mínimo de todos estos límites es el que define el TTC.

Por otro lado, al utilizar el modelo simplificado de corriente continua el sistema de ecuaciones se convierte en uno lineal. Gracias a esto ya no es necesario realizar iteraciones, sino que la solución se obtiene de manera directa. Además, esto permite incluir las hipótesis de contingencias que se pudiesen necesitar.

Sin embargo, el utilizar estas aproximaciones conlleva a que no se tenga en cuenta la potencia reactiva y otros límites de funcionamiento del sistema. Esto conlleva a que el valor obtenido para el TTC puede alejarse mucho de su valor real. Por ejemplo, si el caso base está cerca del punto de colapso las ecuaciones son altamente no lineales. Además, al utilizar las aproximaciones el cálculo es más permisivo. Esto quiere decir que se suele obtener un valor por encima del real del TTC, lo cual pone en riesgo la seguridad del sistema.

1.3.4 Algoritmo de mejora

En ocasiones, el valor obtenido al realizar el cálculo del TTC puede no cumplir con determinados objetivos establecidos por los Operadores. Para hacer frente a estos casos existen algoritmos de mejora que permiten llegar a valores aceptables del TTC [5].

Dentro de la literatura existen varias maneras de abordar este problema. Una de ellas es el uso de las sensibilidades. La técnica consiste en hallar la sensibilidad de primer orden del factor de carga con respecto a cualquiera de los parámetros del sistema [13]. Gracias a estas sensibilidades se pueden identificar los parámetros más significativos para el control del TTC. También se puede utilizar el estudio de sensibilidades para identificar la línea que limita el TTC y utilizar compensación en serie o en paralelo para modificar su impedancia, y con eso, la potencia aparente que va por ella.

También existen técnicas que plantean la mejora del TTC utilizando un flujo de cargas óptimo, de manera que se es capaz de encontrar las localizaciones óptimas para nuevas demandas y grupos de generación con el fin de maximizar el TTC. Por último, existen métodos que pretenden mejorar el TTC utilizando una combinación de un flujo de cargas óptimo y de las técnicas de continuación. Ambas técnicas se combinan para obtener la participación de los nudos de carga en el TTC.

2 Integración del predictor parabólico en un algoritmo de continuación para el cálculo de la máxima capacidad de transferencia

En este capítulo se va a analizar el uso de las técnicas de continuación como herramienta para el cálculo del TTC. Para ello se va a utilizar la siguiente formulación:

$$\begin{aligned} & \max \lambda \\ \text{s. a. } & g(x, \lambda) = 0 \\ & h(x, \lambda) \leq 0 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Este modelo representa la maximización de un parámetro que simboliza el intercambio de energía. Está limitado por las ecuaciones de estado del sistema y las condiciones de seguridad. Aquí λ representa el margen de seguridad y x las variables de estado del sistema. Las restricciones de igualdad g representan las ecuaciones de estado del sistema, modificadas convenientemente para modificar el despacho de generación y demanda con el factor λ . Los límites de red relacionados con la definición de las correspondientes condiciones de seguridad son expresados como h . Dichas condiciones suelen ser el máximo flujo de potencia por las líneas o los límites de tensión en los nudos.

2.1 Técnicas de continuación

Las técnicas de continuación se utilizan para calcular las trayectorias de diferentes curvas hallando un número de puntos que pertenecen a las mismas. Es por eso por lo que también se llaman *branch tracing* o *path following*. Los primeros artículos en los que se mencionan las técnicas de continuación aparecen cerca de 1960 [14].

Para poder empezar a aplicar las técnicas de continuación es necesario un punto de partida, que tiene que ser solución del siguiente sistema de ecuaciones no lineales:

$$g(x, \lambda) = 0 \quad (2.1)$$

En este sistema el vector de tamaño n representa las variables de y el parámetro λ es un factor de escala. Una vez se tiene un punto solución de estas ecuaciones $(x, \lambda)^K$ las técnicas de continuación consisten en hallar puntos sucesivos que también sean solución del sistema. De esta manera se consigue una aproximación a base de varios puntos de la trayectoria de las curvas.

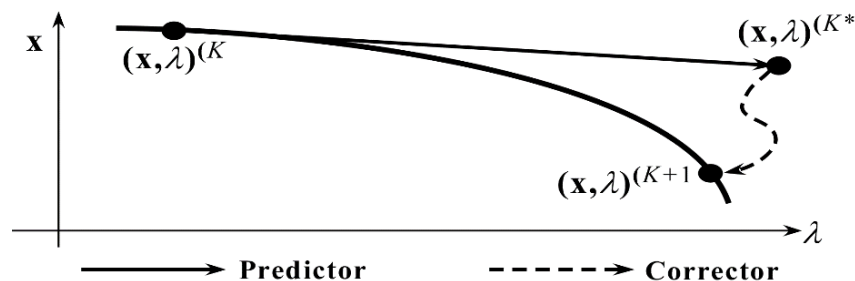


Figura 1: pasos predictor y corrector utilizados para la obtención de una nueva solución de las ecuaciones de estado, a partir de una anterior.

Para llegar de un punto solución del sistema, $(x, \lambda)^K$, a otro punto también solución, $(x, \lambda)^{K+1}$, son necesarios dos pasos: el predictor y el corrector. Como se puede observar en la Figura 1, en el paso del predictor se obtiene una aproximación del siguiente punto, a la que se le denomina $(x, \lambda)^{K*}$. Dicha aproximación no es solución de las ecuaciones de estado $g(x, \lambda)$, aunque sí que está cerca

de serlo. El paso del corrector es el que se encarga de corregir este punto para llegar a $(x, \lambda)^{K+1}$. La distancia entre dos soluciones consecutivas se llama longitud del paso, y no es fácil de calcular, sobre todo cuando la segunda de dichas soluciones no es conocida. La mayor carga de trabajo recae sobre el paso predictor, que es el encargado de realizar una buena aproximación. Si el predictor es malo el corrector es el encargado de solucionarlo. A continuación, se explica con más detalle el funcionamiento de cada uno de los pasos.

2.1.1 Predictor

El predictor es la primera etapa para encontrar el siguiente punto solución de las ecuaciones. Con este paso se obtiene una aproximación, que no llega a ser solución del sistema. Si dicha aproximación no es buena el paso corrector puede no ser capaz de converger o puede llegar a una solución errónea. Existen dos grandes familias de técnicas para la construcción de vectores predictores: las técnicas polinomiales y las diferenciales. A continuación, se describen ambas con más detalle.

Técnicas polinomiales

Las técnicas polinomiales se basan en la construcción de un polinomio aproximación de las curvas $x=x(\lambda)$ de orden T. Dicho polinomio pasa por T+1 puntos obtenidos en iteraciones anteriores [5]:

$$(x, \lambda)^K, (x, \lambda)^{K-1}, \dots, (x, \lambda)^{K-T}$$

Se asume que este polinomio puede aproximar las curvas en la región a calcular ($\lambda = \lambda^{K+1}$). El predictor consiste en evaluar el polinomio en dicho punto. Se denomina predictor trivial al polinomio de orden cero ($T = 0$), donde el punto al que se llega es la solución anterior.

$$(x, \lambda)^{K*} = (x, \lambda)^K \quad (2.2)$$

El polinomio de primer orden ($T = 1$), el secante, presenta una buena alternativa, siendo este el predictor más utilizado de los de esta familia. Para formarlo son necesarias las dos últimas soluciones:

$$(x, \lambda)^{K*} = (x, \lambda)^K + \sigma_K(x^K - x^{K-1}, \lambda^K - \lambda^{K-1}) \quad (2.3)$$

El parámetro σ_K representa la longitud del paso, que tiene que ser de un valor adecuado. Si se establece un valor demasiado pequeño será necesario realizar demasiadas iteraciones, mientras que si el valor es demasiado grande es posible que el paso corrector no sea capaz de converger.

A medida que aumenta el grado T del polinomio aumenta también la precisión del predictor. Sin embargo, los polinomios de orden bajo son los más frecuentes, ya que presentan un menor coste a largo plazo. Esto se debe a que el coste computacional de los mismos es mucho menor.

Técnicas diferenciales

Las técnicas diferenciales se apoyan en aproximaciones de Taylor de la variación Δx que sufren las variables de estado al modificar el factor de escala $\Delta \lambda$ [5]. Una expresión genérica para una aproximación de Taylor de orden T es:

$$\Delta x(\Delta \lambda) = \sum_{t=1}^T \frac{1}{t!} \frac{d^t x}{d\lambda^t} \Delta \lambda^t \quad (2.4)$$

Mientras que las técnicas polinomiales se basan en T soluciones anteriores, las diferenciales utilizan una única solución y sus T sucesivas derivadas. Lo más común dentro de estas técnicas es el predictor tangente:

$$g_{\lambda}\Delta\lambda_p + g_x\Delta x_p = 0 \quad (2.5)$$

g_{λ} : gradiente de las ecuaciones de estado g con respecto al factor de escala λ

g_x : jacobiano de las ecuaciones de estado g con respecto a las variables de estado x

$\Delta\lambda_p$: incremento predictor del factor de escala λ

Δx_p : incremento predictor de las variables de estado x

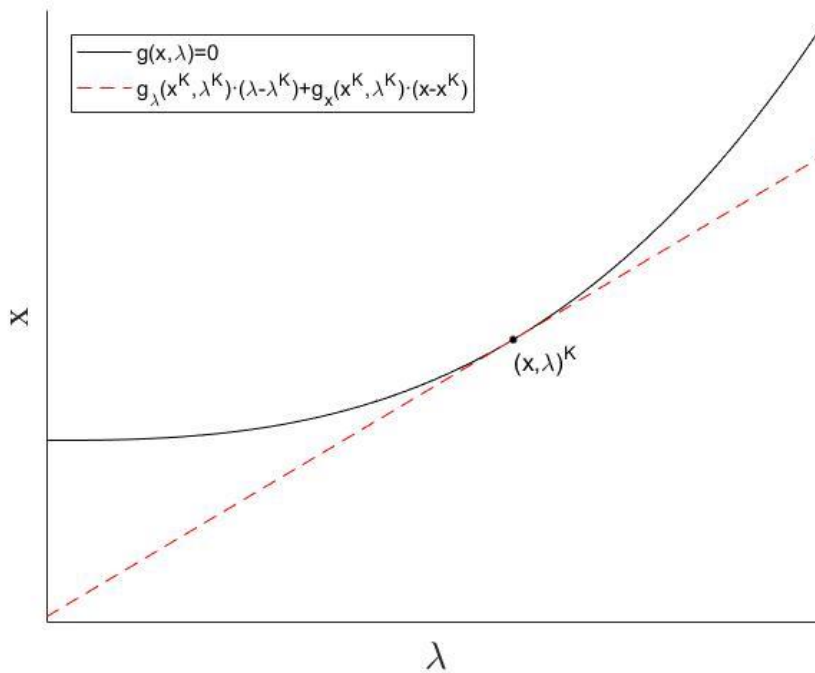


Figura 2: aproximación lineal de las ecuaciones aumentadas del flujo de cargas

Como se puede observar en la Figura 2, el sistema de ecuaciones (2.6) define una dirección en el espacio, por lo que queda un grado de libertad para definir el módulo del vector predictor. Para obtener un sistema de ecuaciones lineal de $(n+1) \times (n+1)$ donde n es el número aumentado de variables de estado es necesario añadir una ecuación. Generalmente esta ecuación adicional fija la variación de una variable a un máximo permitido [15].

Comparación entre técnicas polinomiales y diferenciales

En la Figura 3 se pueden observar los tres predictores más comunes: los polinomiales de orden 0 y orden 1 (que es el secante) y el diferencial de primer orden (el tangente) [5].

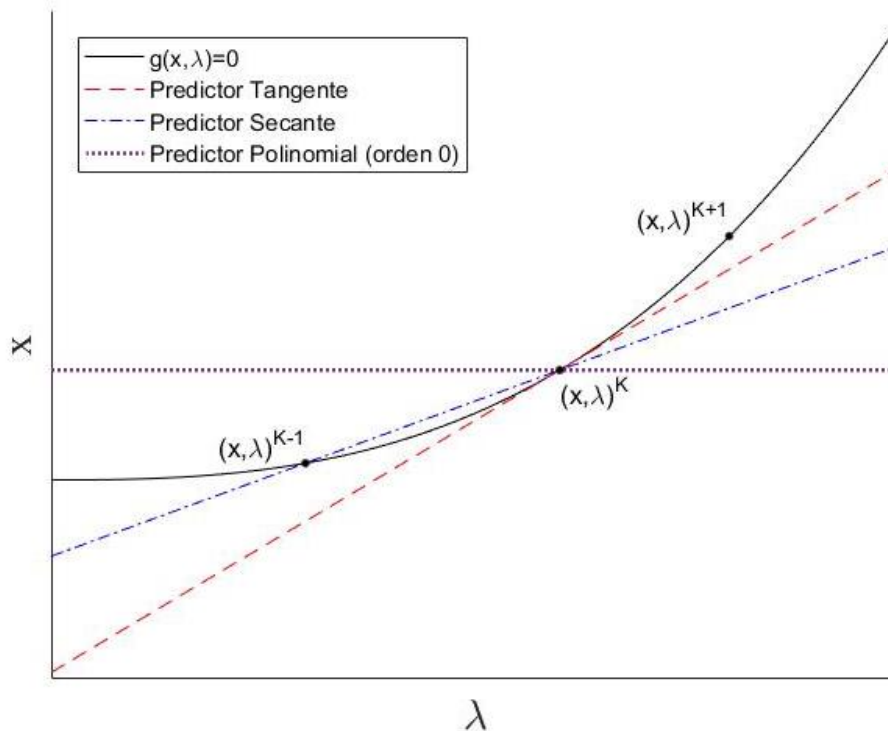


Figura 3: comparativa gráfica de los métodos predictores más comunes

Como se puede observar en la Figura 3 el predictor tangente, o diferencial de orden 1, es el que comete un error menor. Por otro lado, el predictor polinomial de orden 0 puede quedar descartado, ya que comete un error considerablemente mayor al que cometen los otros dos. Finalmente, cabe destacar que cuanto más cerca estén los puntos que se utilizan para el predictor secante, más se aproxima este al tangente. Ambos predictores coinciden en el límite.

2.1.2 Corrector

Con el paso corrector se pretende resolver el sistema de ecuaciones (2.2) para conseguir un nuevo punto $(x, \lambda)^{k+1}$, solución de este. El punto de partida es el que se ha obtenido con el predictor:

$$(x, \lambda)^0 = (x, \lambda)^{k*} \quad (2.6)$$

Para llegar a la solución del sistema de ecuaciones el método a utilizar puede ser cualquiera de los conocidos para la resolución de sistemas de ecuaciones no lineales (Newton-Raphson, Gauss, ...). El camino de las iteraciones no está definido, como se puede apreciar en la Figura 1. Este camino depende tanto de la parametrización del predictor como del método de resolución. El hecho de que no esté definido no es importante, ya que la teoría dice que se debería llegar siempre al mismo punto si la longitud de paso que se ha utilizado es correcta [14].

Al ser un sistema de ecuaciones no lineales el método más utilizado para su resolución es el Newton-Raphson. La opción más rápida es utilizar este método para resolver el sistema de ecuaciones no lineales, tomando como punto de partida el obtenido con el paso predictor. El paso corrector termina cuando se satisfaga (2.1) con un error menor al máximo permitido. Si este paso no converge porque la solución no existe es necesario reducir el factor de parametrización σ del paso predictor y volver a empezar.

2.1.3 Criterio de parada

Utilizando las técnicas de continuación se podrían aproximar las curvas $g(x, \lambda)$ hasta el infinito. Sin embargo, es necesario establecer un criterio de parada para el problema de optimización, ya que solo interesa aproximar las curvas hasta que se superen las restricciones de desigualdad. Esto significa dejar que el factor de escala crezca hasta que se iguale por lo menos una de las desigualdades $h(x, \lambda) \leq 0$. En la Figura 4 se expresa esto gráficamente [16][17].

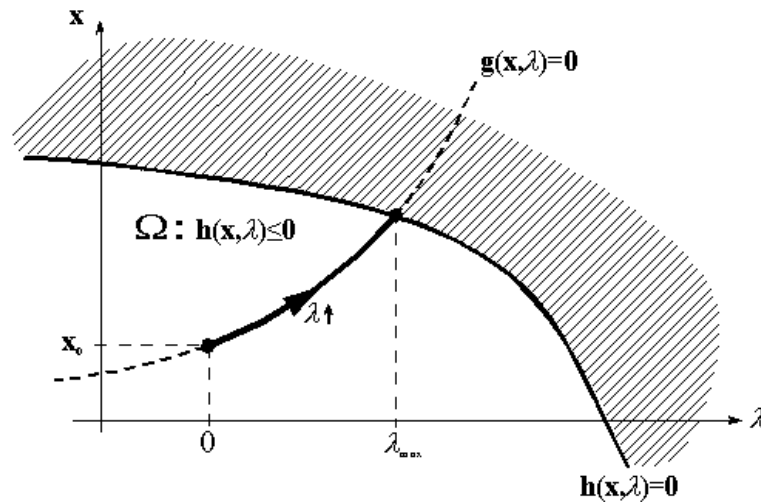


Figura 4: representación gráfica del punto de parada al utilizar las técnicas de continuación [5].

La Figura 4 representa el problema que se aborda con las técnicas de continuación. Se puede apreciar como el factor de escala máximo es el que se obtiene al superar una de las fronteras, es decir, al llegar a $h(x, \lambda) = 0$ para al menos una de las desigualdades. A partir de ahí, cualquier aumento del factor de escala supondría una violación de los límites del sistema. El factor de escala λ solo puede aumentar mientras se mantenga en la zona factible Ω . Por lo tanto, la solución del problema debe de:

1. Satisfacer las restricciones de igualdad ($g(x, \lambda) = 0$),
2. Una de las restricciones de desigualdad ha de estar activa ($h_k(x, \lambda) = 0$).
3. El resto de las condiciones de desigualdad seguirán desactivadas ($h_i(x, \lambda) < 0, \forall i \neq k$)

El hecho de que en el óptimo sólo se active una de las restricciones de desigualdad es debido a que el factor de carga λ añade sólo un grado de libertad. Si bien matemáticamente puede darse que dos o más restricciones se activen simultáneamente en el óptimo, en la práctica esto no ocurre.

2.2 Algoritmo de continuación para el cálculo de la máxima capacidad de transferencia

Las técnicas de continuación son muy robustas para los problemas de cálculo de trayectorias de variables de estado. Esto se debe a que incluyen ecuaciones adicionales que mejoran el condicionamiento del sistema en las proximidades a las bifurcaciones. Además, aportan rapidez a la hora de reconverger las ecuaciones del flujo de cargas y ayudan a evitar oscilaciones o divergencias en la solución. Finalmente, proporcionan curvas que representan la evolución de las variables de estado con respecto al aumento del factor de carga.

Estas técnicas se aplican para resolver el problema de optimización no lineal (2.1). Al hacerlo las variables de estado son el módulo y el ángulo de la tensión en los diferentes nudos del sistema, la potencia por las líneas, etc. El factor de escala λ es el factor de carga que se va a utilizar para calcular el TTC. Las ecuaciones del flujo de cargas están representadas por las condiciones de

igualdad $g(x, \lambda) = 0$. Por otro lado, las desigualdades $h(x, \lambda) \leq 0$ representan todos los límites de seguridad del sistema. Estos pueden ser restricciones térmicas, restricciones de tensión en los nudos, etc. En este trabajo las que se van a tener en cuenta son las restricciones de potencia por las líneas.

Al utilizar las técnicas de continuación se va a obtener una aproximación de la trayectoria de las variables de estado con respecto al factor de carga. Esto se hace calculando puntos hasta llegar a un objetivo, que en este caso es superar al menos uno de los límites de potencia activa por las líneas o transformadores, pero podría ser también el alcanzar un valor deseado del factor de carga o de alguna de las variables de estado.

Las técnicas de continuación generalmente funcionan muy bien, ya que realizan aproximaciones bastante exactas. Para el paso del predictor, es muy habitual el uso del predictor lineal. En concreto, el predictor tangente es una buena opción a la hora de aproximar la tensión en los nudos. Sin embargo, la potencia aparente por las líneas o transformadores presenta en varias ocasiones un comportamiento parabólico. Esto sucede cuando la potencia activa o la potencia reactiva cambian de signo. En estas situaciones el predictor lineal no es lo más adecuado, ya que no es capaz de hacer una buena aproximación. Es por esto, que, en la siguiente sección, se presenta una reformulación del vector predictor utilizando una aproximación parabólica del flujo por las diferentes líneas y transformadores.

2.3 Estimaciones lineal y parabólica de los flujos de potencia por las ramas

Generalmente, las aproximaciones lineales son capaces de predecir con exactitud el comportamiento de las variables de estado. En el caso de la potencia activa y reactiva, su variación en generadores y cargas es lineal con respecto al factor de potencia. Como consecuencia de esto, la potencia activa por líneas y transformadores presenta un comportamiento cuasi-lineal. A raíz de esto las aproximaciones lineales para predecir el comportamiento de P y Q tienen una alta precisión y un bajo coste computacional. Sin embargo, las restricciones del flujo de potencia por las líneas son para la potencia aparente. Esto en algunas ocasiones puede suponer un problema, ya que la potencia aparente puede exhibir comportamientos no lineales. Merece la pena recordar la relación de esta con las potencias activa y reactiva:

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.7)$$

En las Figura 5 se pueden observar dos ejemplos en los que se ejemplifica el comportamiento de la potencia aparente en diferentes casos:

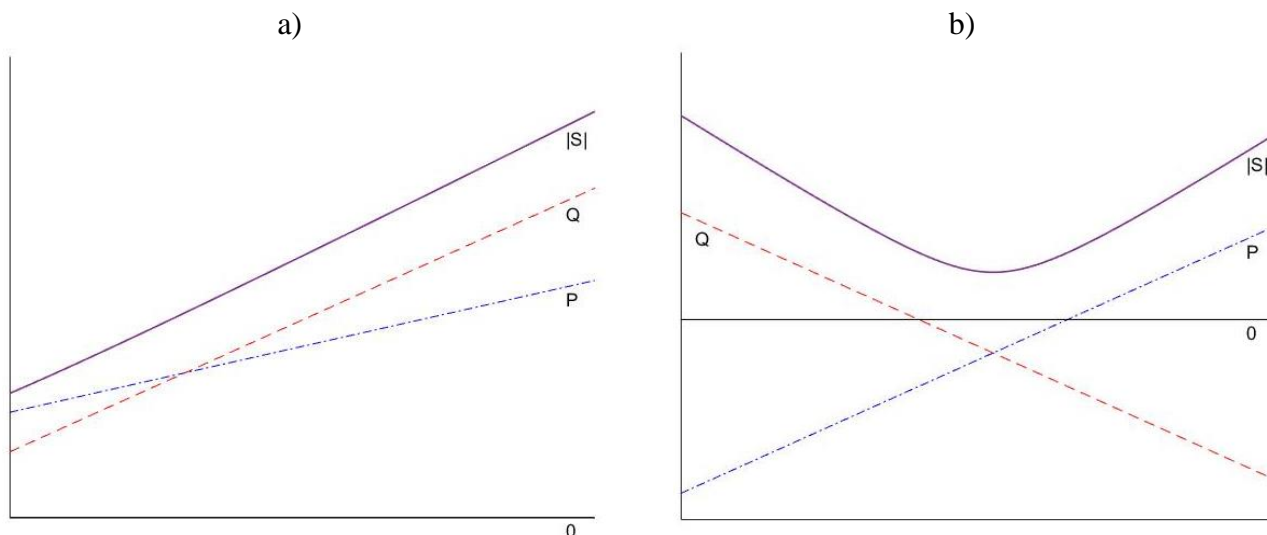


Figura 5: ejemplos del comportamiento de la potencia aparente.

Observando la Figura 5a) se puede apreciar que, cuando la potencia activa y la reactiva se encuentran lejos de cero, es decir, no cambian de signo, la potencia aparente tiene una trayectoria casi lineal al encontrarse en la región asintótica de la hipérbola. En estos casos el uso de un predictor lineal estaría justificado, ya que sería capaz de aproximar de forma bastante acertada el comportamiento de la potencia aparente.

Por otro lado, en la Figura 5b) se puede ver un ejemplo en el que, pese a tener la potencia activa y reactiva evoluciones lineales, la aparente se mueve cerca del eje de simetría de la hipérbola, donde la curvatura es mucho mayor que en la región asintótica. En esta zona central se observa como la pendiente cambia de signo y la trayectoria está lejos de ser lineal. Esto se produce cuando se está en las proximidades del lugar en el cual la potencia activa o la potencia reactiva cambian de signo. Como sucede en el caso anterior, para las regiones de los extremos las aproximaciones lineales funcionan muy bien. Es cerca de la zona central donde estas predicciones son inútiles para pronosticar futuros comportamientos.

Habiendo estudiado los diferentes comportamientos de la potencia aparente se llega a la conclusión de que el predictor lineal utilizado hasta ahora tiene fallos. Se puede ver como este no es efectivo en todos los casos, lo cual puede llevar a errores en el cálculo del TTC. Es por esto por lo que se propone el uso de un predictor parabólico. Este no solo sería útil para las zonas en las que la potencia aparente no sigue una trayectoria parecida a la lineal, sino que también sería igual o más preciso que el predictor lineal en los casos en los que la potencia aparente sí que se comporta de esa manera. De esta forma, con el predictor parabólico se obtendrían predicciones mucho más exactas.

A continuación, se va a desarrollar la formulación de los predictores lineal y parabólico. Antes de eso es importante destacar que el predictor parabólico no es una aproximación de segundo orden y, por lo tanto, no incluye segundas derivadas. Este predictor utiliza una combinación de las técnicas polinomiales y las diferenciales basándose en aproximaciones de primer orden de la potencia activa y reactiva.

2.3.1 Predictor lineal

Considerando una de las restricciones de seguridad de la red $h \leq 0$, se utilizan las derivadas de primer orden con respecto a las variables de estado para construir el predictor lineal:

$$h \approx h_0 + h_x \cdot \Delta x + h_\lambda \cdot \Delta \lambda \quad (2.8)$$

En la ecuación (2.8), h_0 representa el valor inicial del límite, y h_x y h_λ son las derivadas parciales de primer orden con respecto a las variables de estado x y el factor de carga λ , respectivamente. Es necesario eliminar la variación de las variables de estado (Δx) de la ecuación, de forma que esta solo dependa de la variación del factor de carga $\Delta \lambda$. Para conseguirlo se utiliza la aproximación de las ecuaciones de estado expuesta en la ecuación (2.6):

$$g_\lambda \cdot \Delta \lambda + g_x \cdot \Delta x = 0 \rightarrow \Delta x = -g_x^{-1} \cdot g_\lambda \cdot \Delta \lambda \quad (2.9)$$

Sustituyendo en (2.8) la ecuación (2.9), el límite se convierte en una restricción que es una función lineal de la variación del factor de carga $\Delta \lambda$.

$$h_0 + (h_\lambda - h_x \cdot g_x^{-1} \cdot g_\lambda) \cdot \Delta \lambda = h_0 + \frac{dh}{d\lambda} \cdot \Delta \lambda \leq 0 \quad (2.10)$$

La ecuación (2.10) es ahora un límite lineal, del que se puede despejar el factor de carga crítico $\Delta \lambda_c$ que lo activa.

$$b + a \cdot \Delta \lambda \leq 0 \rightarrow \Delta \lambda_c = -\frac{b}{a} \quad (2.11)$$

Teniendo en cuenta que en este proyecto los límites que se contemplan son los de la potencia aparente, las ecuaciones anteriores definidas para estos casos quedarían:

$$|S| \leq S_{lim} \rightarrow S_{línea} + \frac{d|S|}{d\lambda} \cdot \Delta \lambda - S_{lim} \leq 0 \quad (2.12)$$

De esta manera, comparando las ecuaciones (2.11) y (2.12) se pueden despejar los diferentes factores de la primera ecuación en función de la potencia aparente.

$$b = (S_{línea} - S_{lim}) \quad (2.13)$$

$$a = \frac{d|S|}{d\lambda} \quad (2.14)$$

Teniendo en cuenta que el límite está formulado utilizando la potencia aparente, es necesario utilizar la regla de la cadena para obtener la derivada de esta en función de las derivadas de la potencia activa y de la potencia reactiva.

$$\Delta |S| = \cos(\varphi_0) \cdot \Delta P + \text{sen}(\varphi_0) \cdot \Delta Q \quad (2.15)$$

$$\cos \varphi_0 = \frac{P_0}{|S_0|} \quad (2.16)$$

$$\text{sen} \varphi_0 = \frac{Q_0}{|S_0|} \quad (2.17)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.16) y (2.17) en la (2.15) se consigue la derivada de la potencia aparente con respecto al factor de potencia.

$$\frac{d|S|}{d\lambda} = \frac{P_0}{|S_0|} \cdot \frac{dP}{d\lambda} + \frac{Q_0}{|S_0|} \cdot \frac{dQ}{d\lambda} \quad (2.18)$$

2.3.2 Predictor parabólico

Para obtener el predictor parabólico que sea capaz de aproximar la máxima potencia por las líneas lo primero que hay que hacer es reformular el límite. Se reformula elevando la potencia aparente al cuadrado. Siendo F dicha potencia aparente al cuadrado $|S|^2$, se obtendría:

$$|S| \leq S_{lim} \rightarrow F = |S|^2 = P^2 + Q^2 \leq S_{lim}^2 = F_{lim} \quad (2.19)$$

Se puede reescribir el siguiente límite como sigue:

$$P^2 + Q^2 - F_{lim} \leq 0 \quad (2.20)$$

Para construir el modelo parabólico del límite (2.20) se calculan las aproximaciones tangentes de la potencia activa y reactiva.

$$P \approx P_0 + \frac{dP}{d\lambda} \cdot \Delta\lambda \quad (2.21)$$

$$Q \approx Q_0 + \frac{dQ}{d\lambda} \cdot \Delta\lambda \quad (2.22)$$

El modelo parabólico se construye sustituyendo las aproximaciones lineales (2.21) y (2.22) en la ecuación (2.20).

$$\left(P_0 + \frac{dP}{d\lambda} \cdot \Delta\lambda\right)^2 + \left(Q_0 + \frac{dQ}{d\lambda} \cdot \Delta\lambda\right)^2 - F_{lim} \leq 0 \quad (2.23)$$

Desarrollando la ecuación anterior, el límite queda expresado como una función parabólica del incremento del factor de potencia $\Delta\lambda$.

$$a \cdot \Delta\lambda^2 + b \cdot \Delta\lambda + c \leq 0 \quad (2.24)$$

donde:

$$a = \left(\frac{dP}{d\lambda}\right)^2 + \left(\frac{dQ}{d\lambda}\right)^2 \quad (2.25)$$

$$b = 2 \cdot \left(P_0 \cdot \frac{dP}{d\lambda} + Q_0 \cdot \frac{dQ}{d\lambda}\right) \quad (2.26)$$

$$c = F_0 - F_{lim} \quad (2.27)$$

El factor de carga crítico $\Delta\lambda_c$ que hace que se sobrepase el límite de seguridad se puede despejar calculando las raíces de la ecuación cuadrática (2.24).

$$\Delta\lambda_c = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (2.28)$$

De la ecuación (2.28) se obtienen dos raíces. No se llega a contemplar el caso en el que ambas sean imaginarias, ya que eso quiere decir que la condición que se está estudiando sería inviable para cualquier punto de operación. Por otro lado, cuál de las dos soluciones es el incremento crítico del factor de carga $\Delta\lambda_c$ puede depender de cada caso. Sin embargo, como se está intentando maximizar el factor de carga, la raíz mayor es la solución elegida en la mayoría de los casos.

2.4 Algoritmo de cálculo de máxima capacidad de transferencia

En este proyecto se calcula el factor de carga para el cual se da el TTC de tres maneras diferentes. De forma genérica se explica el algoritmo que se va a utilizar en la Figura 6.

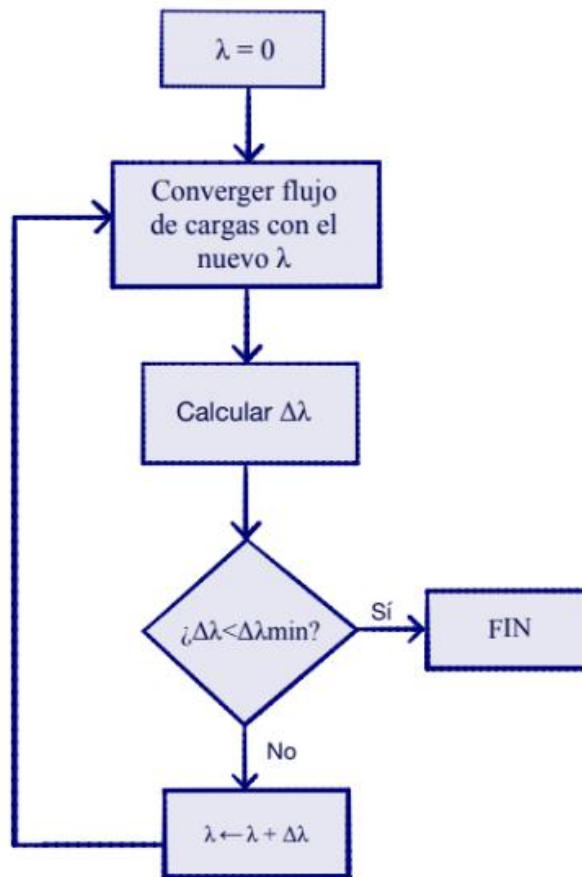


Figura 6: diagrama de flujo con el algoritmo para el cálculo del factor de carga.

En la Figura 6 se presenta un diagrama de flujo con el algoritmo genérico para el cálculo del factor de carga y, con ello, el TTC. El primer paso es tener un caso base en el que no se supere ningún límite al convergerlo. Después se calcula un $\Delta\lambda$. El siguiente paso es comprobar que dicho $\Delta\lambda$ no sea menor que un valor mínimo previamente establecido. Si es menor que el mínimo se detiene la ejecución y el valor que se tiene para el factor de carga es el que fija el TTC. Si por el contrario es mayor que el mínimo se actualiza el factor de carga y se repiten los pasos seguidos.

La primera de las formas de calcular el TTC se va a basar en el método de bisección. En los otros dos procedimientos sí que se va a optimizar dicho paso. La segunda manera va a utilizar el predictor lineal anteriormente expuesto. En el último método para el cálculo del TTC se va a utilizar el predictor parabólico. En los tres casos el corrector será el mismo. Dicho paso corrector consistirá en converger las ecuaciones del flujo de cargas para el $\Delta\lambda$ obtenido en el paso predictor y utilizar las variables de estado estimadas por el mismo como punto de partida.

2.4.1 Técnica basada en el método de bisección

La primera de las técnicas utiliza el teorema del valor intermedio (TVI), que establece que una función continua f en un intervalo cerrado $[a, b]$ toma todos los valores que se hallan entre $f(a)$ y $f(b)$. Teniendo esto en cuenta el algoritmo que se utiliza es el siguiente: primero se elige un $\Delta\lambda$ razonable, de manera que no sea ni demasiado grande ni demasiado pequeño. Después se converge el flujo de cargas utilizando ese valor. Si no se supera ningún límite ni se llega a un punto de colapso se sigue utilizando el mismo $\Delta\lambda$. Cuando se supera un límite se reduce dicho $\Delta\lambda$, se vuelve al punto anterior en el que se respetaban las restricciones de seguridad, y se vuelve a converger el flujo de cargas. Se repite el mismo proceso hasta que el incremento del factor de carga es muy pequeño.

La potencia aparente por las líneas es una función continua. Por lo tanto, basándose en el TVI se puede asegurar que, si en un punto con un factor de carga determinado se respeta el límite de seguridad de una línea y al aumentar el factor de carga deja de respetarse, entre medias de ambos puntos ha de existir un valor para el que justo se active el límite sin llegar a sobrepasarlo. Este método busca encontrar ese punto a base de ir reduciendo los incrementos del factor de carga.

Como se puede apreciar, en ese algoritmo se utilizan muchas iteraciones para llegar al TTC. Esto es inviable en casos reales, ya que requiere muchísima capacidad computacional y tiempo. Sin embargo, se va a utilizar en los casos que se van a tratar en este TFG como herramienta de comprobación de que los resultados a los que se han llegados son correctos.

2.4.2 Predictor lineal

El paso predictor lineal se formula utilizando un modelo lineal del problema de optimización expuesto en (2.1).

$$\begin{aligned} \max \quad & \Delta\lambda \\ \text{s. a.} \quad & g_x \cdot \Delta x + g_\lambda \cdot \Delta\lambda = 0 \\ & h_x \cdot \Delta x + h \cdot \Delta\lambda \leq -h_0 \end{aligned} \tag{2.29}$$

El modelo lineal de (2.29) se puede reducir de forma similar a como se ha hecho anteriormente. Para ello se utilizan (2.9) y (2.10). Utilizando las ecuaciones de estado, se puede despejar la variación de las variables de estado Δx en función de la variación del factor de carga $\Delta\lambda$. Posteriormente, sustituyendo se obtiene un problema de optimización lineal que solo depende de un parámetro, el incremento del factor de carga $\Delta\lambda$. Dicho modelo queda reformulado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \max \quad & \Delta\lambda \\ \text{s. a.} \quad & h_0 + \frac{dh}{d\lambda} \cdot \Delta\lambda \leq 0 \end{aligned} \tag{2.30}$$

Como el número de incógnitas se ha reducido a una, el problema de optimización lineal de (2.29) se puede resolver directamente. En la Figura 7 se han representado las dos situaciones que se pueden dar al resolver el problema de optimización planteado en (2.29).

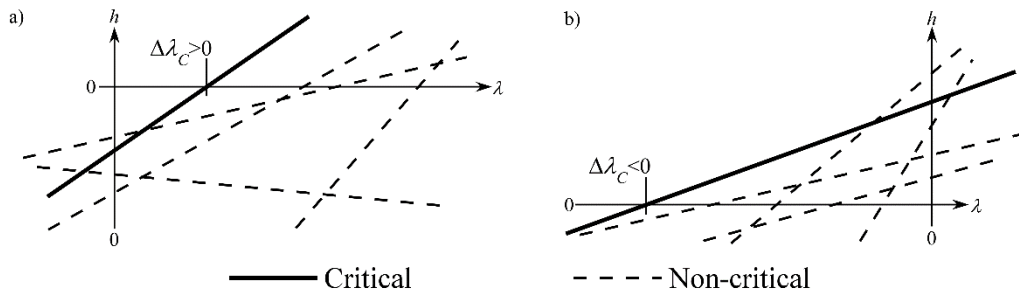


Figura 7: situaciones posibles en el problema (2.29), a) cuando todos los límites son inicialmente factibles, y b) cuando uno o más límites son inicialmente inviables.

En la Figura 7a), si todos los límites son inicialmente factibles (todos los h_0 iniciales son negativos), entonces la variación del factor de carga crítica $\Delta\lambda$ será la mínima. Ha de ser la más pequeña porque si se coge otra se estaría incumpliendo, por lo menos, el límite para el que $\Delta\lambda$ es menor. Además, los límites a tener en cuenta son los que tienen una sensibilidad ($dS/d\lambda$) positiva. Esto queda resumido en:

$$\Delta\lambda_c = \min_{dh_k/d\lambda > 0} \left\{ -\frac{h_{k0}}{dh_k/d\lambda} \right\} \quad (2.31)$$

Por otro lado, en la Figura 7b), si un límite o más son inicialmente inviables (un h_0 o más son positivos), entonces la variación del factor de carga crítica $\Delta\lambda$ será la mínima obtenida entre los límites inviables. En este caso también se tienen en cuenta solamente los límites con sensibilidad ($dS/d\lambda$) positiva. De la misma manera todo esto se puede resumir:

$$\Delta\lambda_c = \min_{h_{k0} > 0} \left\{ -\frac{h_{k0}}{dh_k/d\lambda} \right\} \quad (2.32)$$

Para explicar por qué solamente se tienen en cuenta los casos en los que la sensibilidad es positiva se van a utilizar dos ejemplos, uno en el que todas las condiciones son inicialmente factibles y otro en el que algunas no.

Suponiendo que se tienen los siguientes 3 límites:

$$\begin{aligned} -4 + 2 \cdot \Delta\lambda &\leq 0 \rightarrow \Delta\lambda \leq 2 \\ -3 - \Delta\lambda &\leq 0 \rightarrow \Delta\lambda \geq -3 \\ -5 + \Delta\lambda &\leq 0 \rightarrow \Delta\lambda \leq 5 \end{aligned} \quad (2.33)$$

Que se pueden representar de la siguiente forma:

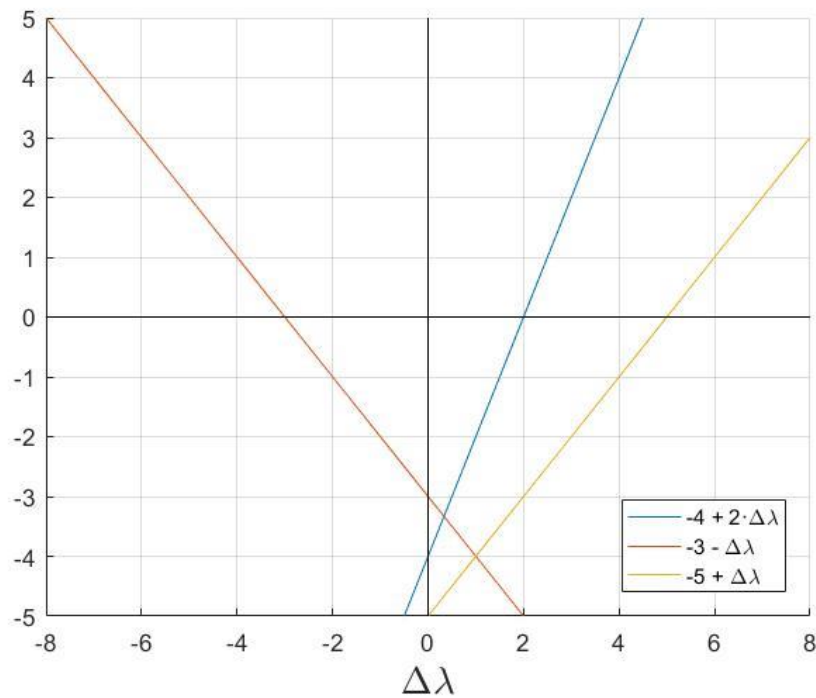


Figura 8: ejemplo para estudiar las sensibilidades negativas 1.

Tanto en el ejemplo expuesto en (2.33) como en la Figura 8 se puede observar como para el caso de la sensibilidad negativa se puede aumentar el valor del incremento del factor de carga sin miedo a que el límite deje de ser factible. Esto no pasa en el caso en el que las sensibilidades son positivas, donde sí que hay un límite para el crecimiento de $\Delta\lambda$. Es por esto por lo que, en casos como en el de la Figura 7a) no es necesario estudiar las restricciones con sensibilidad negativa, solo hay que tener cuidado con las que tienen sensibilidad positiva. Haciendo esto en ningún momento se pone en riesgo la seguridad del sistema y se ahorra el tener que comprobar algunos límites, lo cual en un sistema grande puede suponer un importante ahorro de tiempo.

Por otro lado, los límites también pueden ser de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 4 + 2 \cdot \Delta\lambda &\leq 0 \rightarrow \Delta\lambda \leq -2 \\
 3 - \Delta\lambda &\leq 0 \rightarrow \Delta\lambda \geq 3 \\
 -5 + \Delta\lambda &\leq 0 \rightarrow \Delta\lambda \leq 5
 \end{aligned}
 \tag{2.34}$$

Quedando representados así:

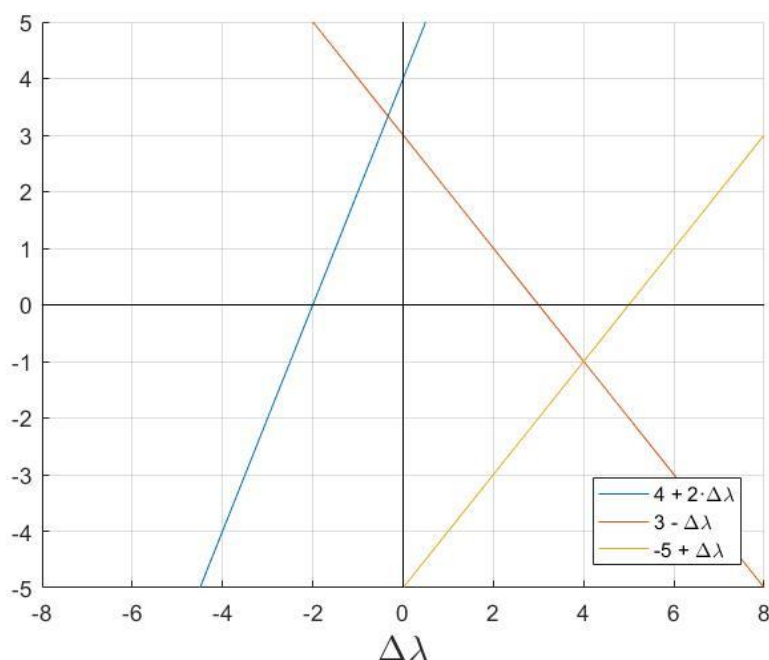


Figura 9: ejemplo para estudiar las sensibilidades negativas 2.

En este caso es más complicado ver por qué el caso de la sensibilidad negativa no es válido. Para empezar, es necesario recordar que el caso base desde el que se parte es un caso que se ha convergido sin problemas, estando todas las variables de estado dentro de los límites. Por lo tanto, si se tiene un caso en el que alguna de las restricciones empieza fuera de límites es que el caso base no cumple las condiciones iniciales. Teniendo en cuenta que las restricciones son lineales no es posible que se haya sobrepasado una limitación por haber aumentado $\Delta\lambda$ y que la solución para volver a estar dentro de los límites sea seguir aumentándolo (como sería el caso del segundo límite o la línea roja en la Figura 9).

En este caso la restricción que fija el incremento del factor de carga es la primera. Como empieza desde un punto inviable y tiene sensibilidad positiva eso indica que se está superando una restricción y que la solución para que eso no pase es disminuir el factor de carga. Es por eso por lo que en casos como los de la Figura 7b) siempre hay que coger la solución con un $\Delta\lambda$ menor de entre los límites con sensibilidad positiva.

2.4.3 Predictor parabólico

La premisa inicial de este predictor es la misma que la del predictor lineal. El problema de optimización expuesto en (2.1) se convierte en el problema lineal de (2.29). Posteriormente, utilizando (2.9) y (2.10) se vuelve a despejar desde las ecuaciones de estado el incremento de las variables de estado Δx en función del incremento del factor de carga $\Delta\lambda$. La diferencia está en cuando en vez de utilizar la versión lineal de la potencia aparente máxima por las líneas se utiliza el modelo parabólico. De esta forma, el problema de optimización anterior quedaría como sigue:

$$\begin{aligned} \max \quad & \Delta\lambda \\ \text{s.a.} \quad & a \cdot \Delta\lambda^2 + b \cdot \Delta\lambda + c \leq 0 \end{aligned} \tag{2.35}$$

Como ocurría con el predictor lineal, al tratarse el problema de optimización (2.35) de una ecuación cuadrática se puede resolver directamente, sin ayuda de ningún método adicional. Lo

primero es calcular las dos raíces solución de la ecuación. Cuál de las dos descartar dependerá de cada caso.

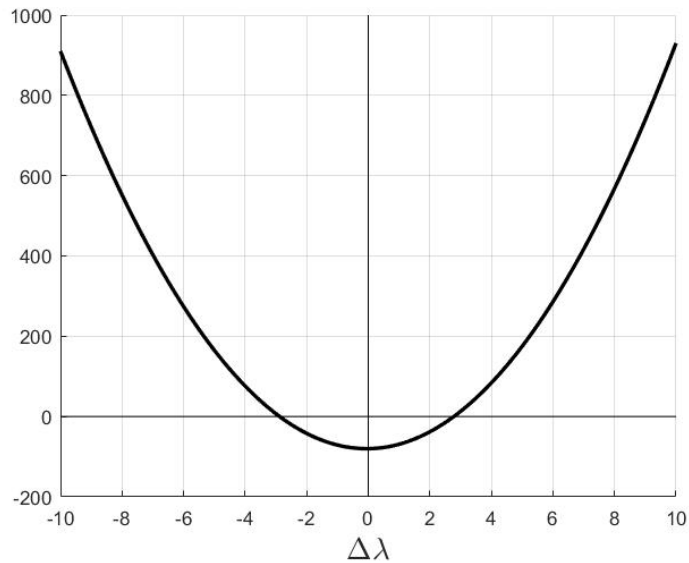


Figura 10: ejemplo de comportamiento de la potencia aparente por una línea en el que el incremento del factor de carga puede ser positivo o negativo.

La Figura 10 presenta el primero de los tres casos. Este es el más fácil de analizar. En este caso se parte de un punto de inicio es un punto factible ($h < 0$ cuando $\Delta\lambda = 0$) y para llegar al límite se puede aumentar o disminuir $\Delta\lambda$. Como lo que se pretende es maximizar el incremento del factor de carga lo lógico es coger la raíz positiva y, por lo tanto, la mayor de ambas.

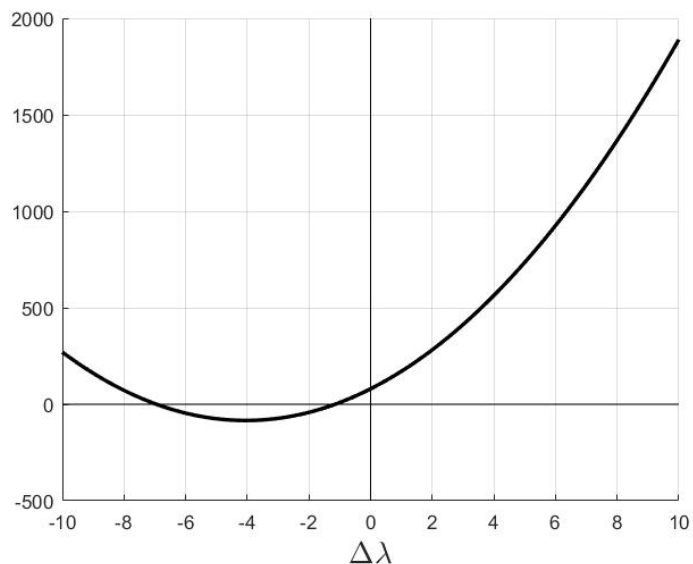


Figura 11: ejemplo de comportamiento de la potencia aparente por una línea en el que es necesario que el incremento del factor de carga sea negativo.

La Figura 11 representa un caso en el que se parte de un punto inviable ($h > 0$ para $\Delta\lambda = 0$). Este podría ser un ejemplo de cuando se ha incrementado demasiado el factor de carga y se ha superado la restricción. Lo que hay que hacer en esta situación es disminuir el factor de carga. De las dos raíces que se obtienen para $\Delta\lambda$ la que interesa utilizar es la menos negativa de ambas. El razonamiento es el mismo que en el caso anterior. Como se pretende maximizar el factor de carga interesa que el incremento de este sea lo mayor posible, o en este caso lo menos negativo posible.

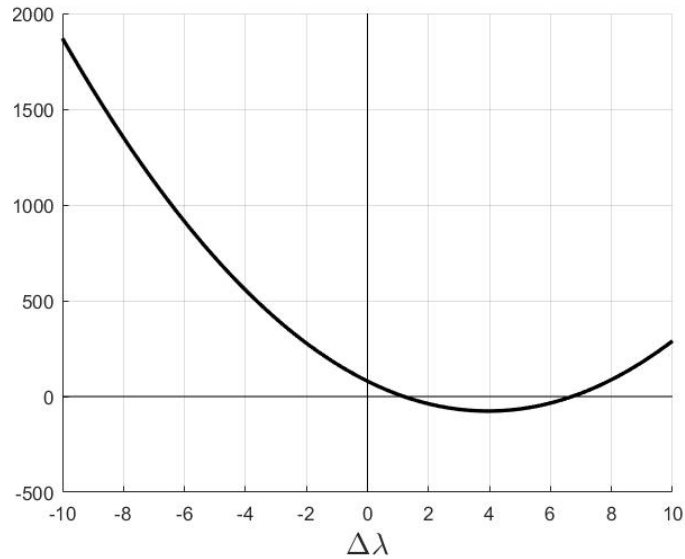


Figura 12: ejemplo de comportamiento de la potencia aparente por una línea que no es posible que se dé.

La Figura 12 representa un caso en el que se parte de un punto inviable ($h > 0$ para $\Delta\lambda = 0$). Sin embargo, este no se puede llegar a dar en ningún momento. El razonamiento para seguir es similar al que se ha utilizado en la Figura 9. Para empezar, es necesario recordar que el caso base desde el que se parte es un caso que se ha convergido sin problemas, estando todas las restricciones dentro de límites. Por lo tanto, si se tiene un caso en el que alguna de las restricciones empieza fuera de límites es que el caso base no cumple las condiciones iniciales. Esto significa que el caso representado en la Figura 12 no podría ser un caso base, sino se debería de haber llegado ahí aumentando el factor de carga. Sin embargo, esto no es posible, ya que no puede ser que se llegue a un caso inviable aumentando $\Delta\lambda$ y que la solución para que sea viable sea seguir aumentándolo. Por lo tanto, se puede concluir que este es un caso que nunca se va a dar y no es necesario estudiar que raíz es necesario quedarse.

Una vez elegidas las raíces con las que se va a trabajar, la variación crítica del factor de carga $\Delta\lambda_C$ será la menor de todas ellas, sin importar si es positiva o negativa. En la Figura 12 se han representado las dos situaciones que se pueden dar al resolver (2.35).

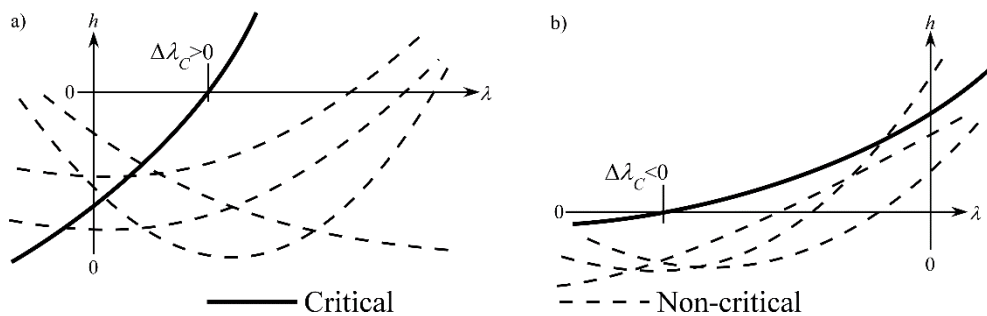


Figura 13: diferentes situaciones que se pueden dar al resolver (2.35), a) cuando todas las restricciones son inicialmente factibles y b) cuando una o más condiciones son inicialmente inviables.

El aumento del factor de carga crítico $\Delta\lambda_C$ será positivo si todas las restricciones son inicialmente factibles (Figura 13a)), y negativo si una o más de las restricciones son inicialmente inviables (Figura 13b)).

3 Resultados

3.1 Red IEEE de 39 nudos de Nueva Inglaterra

La red que se va a utilizar para demostrar los beneficios del predictor parabólico es la red estándar IEEE de 39 nudos [18]. La Figura 14 muestra el diagrama unifilar de dicha red.

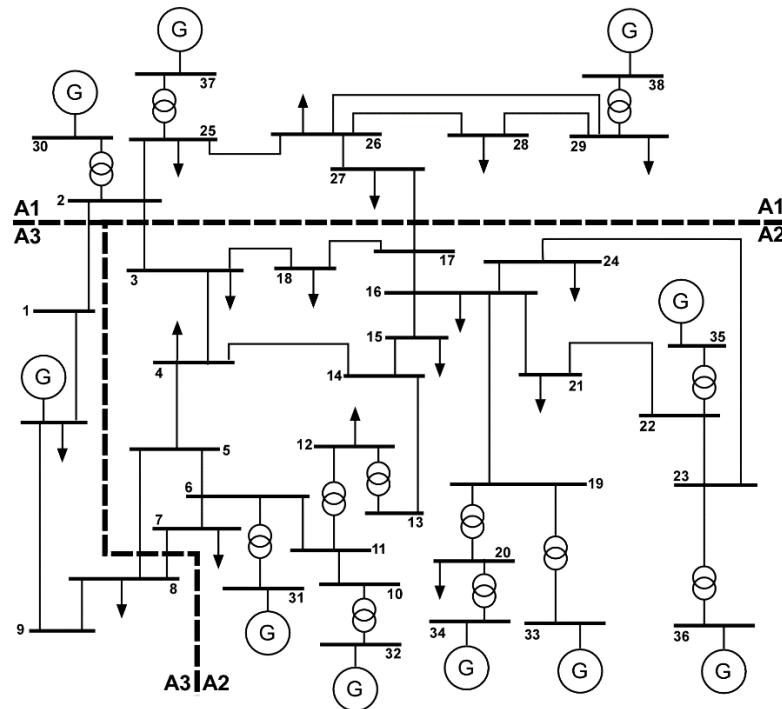


Figura 14: diagrama unifilar de la red IEEE de 39 nudos.

La red mostrada en la Figura 14 cuenta con 39 nudos, 34 líneas, 12 transformadores, 31 demandas y 10 generadores. Todo esto está distribuido en 3 áreas. En los casos a estudiar las áreas 1 y 2 exportan potencia mientras que el área 3 la recibe.

Para estudiar el funcionamiento de los algoritmos para el cálculo del TTC se han utilizado 4 casos. En el caso base se ha reducido la potencia generada y demandada con respecto al caso base original. De esta manera es necesario un aumento mayor del factor de carga hasta llegar a superar uno de los límites del sistema.

Para aumentar la demanda y la generación primero es necesario definir sus vectores de variación (PG_λ y PD_λ). Para definir PG_λ se hace que sea PG_0 en las áreas que exportan potencia y 0 en las que importan. Para PD_λ se hace lo contrario, PD_0 en las áreas importadoras y 0 en las exportadoras. Posteriormente ambos vectores se normalizan, de forma que tengan el mismo módulo. Si no se hace esto al aumentar el factor de carga se va creando una diferencia entre generación y demanda. Todo este déficit lo debería de suplir el swing y esto puede llevar a obtener una medida falsa del TTC. Al hacer que ambos vectores tengan el mismo módulo se consigue que el swing solamente tenga que suplir las pérdidas del sistema.

Después se concretan las variaciones que van a sufrir la potencia generada y la demandada.

$$\begin{aligned}
 PG &= PG_0 + \lambda \cdot PG_\lambda \\
 PD &= PD_0 + \lambda \cdot PD_\lambda
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

Con esto quedan definidas las variaciones de potencia que se van a dar en el sistema. A continuación, en la Tabla 1 se muestran las potencias generadas y demandadas en cada área, así como las exportadas e importadas en el caso base que se está utilizando una vez convergido.

TABLA 1 – BALANCE DE POTENCIAS PARA EL CASO BASE CONVERGIDO

Área	Generación	Demanda	Pérdidas	Exportada
1	972 MW	873.3 MW	7.1 MW	91.6 MW
2	2133.8 MW	1840.8 MW	8.1 MW	284.9 MW
3	600 MW	975.6 MW	0.9 MW	-376.5 MW
TOTAL	3705.8 MW	3689.7 MW	16.1 MW	0 MW

Como se puede observar en la Tabla 1, el déficit de potencia en el área 3 hace que sea necesario importar 376.5 MW a esta área. De esos 376.5 MW el área 1 se encarga de exportar 91.6 MW y el área 2 los 284.9 MW restantes. Además, es necesario generar más potencia que la demandada de manera que se puedan cubrir las pérdidas. En este caso no son muy elevadas, debido a que las líneas no van muy cargadas.

A continuación, se explica en detalle en que difieren los casos a analizar:

- **Caso 1:** partiendo del caso base, se va a aumentar la potencia activa generada y demandada por igual en todas las áreas.
- **Caso 2:** partiendo del caso base, se va a aumentar la potencia activa generada en el área 1 y a disminuir la demandada en el área 3.
- **Caso 3:** partiendo del caso base, se va a aumentar la potencia activa generada en el área 2 y a disminuir la demandada en el área 3.
- **Caso 4:** es una combinación de los casos 2 y 3. Partiendo del caso base, se va a aumentar la potencia generada en las áreas 1 y 2 y a disminuir la demanda en el área 3.

Merece la pena recordar que en este trabajo no se han tenido en cuenta los límites de tensión, ya que el objetivo fundamental es estudiar el comportamiento de la potencia por las ramas. Por lo tanto, las únicas restricciones que se han tenido en cuenta son los límites de potencia aparente por líneas y transformadores.

3.2 Comparación entre predictores

En ese apartado se va a demostrar la eficacia del predictor parabólico en comparación con otros métodos predictores.

Primero se va a analizar lo que pasa en el caso 1, estudiando cómo queda el balance de potencias entre áreas cuando se llega al TTC.

TABLA 2 – BALANCE DE POTENCIAS PARA EL PUTNO DEL TTC

Área	Generación	Demanda	Pérdidas	Exportada
1	1127.5 MW	1035.6 MW	9 MW	82.9 MW
2	2527.4 MW	2182.8 MW	10.6 MW	379 MW
3	696 MW	1156.9 MW	1 MW	-461.9 MW
TOTAL	4395.9 MW	4375.3 MW	20.5 MW	0 MW

Se puede observar cómo ha aumentado la potencia importada al área 3 (+85.4 MW). Sin embargo, para hacer frente a este aumento no lo hacen el área 1 y 2. De hecho, la potencia exportada desde el área 1 disminuye con respecto al caso base (-8.7 MW). Esto se debe a que la demanda ha aumentado en mayor medida que la generación y es necesario suplirla. Por lo tanto, es el aumento de generación en el área 2 el que hace frente al aumento de demanda en dicha área y al del área 3 que no es capaz de satisfacer la generación de esa área. Por último, cabe destacar el aumento de las pérdidas (+4.4 MW). Al haber aumentado la generación y la demanda las líneas van más cargadas, lo cual hace que las pérdidas sean mayores. La generación ha de ser capaz de suplir este aumento.

En la Tabla 3 se presentan los resultados de todos los casos en conjunto. Se pretende comparar la energía exportada de un área a otra en el caso base y en los diferentes escenarios en el punto del TTC.

TABLA 3 – ENERGÍA EXPORTADA EN CADA UNO DE LOS CASOS

	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Área1	91.6 MW	82.9 MW	147 MW	91.4 MW	118 MW
Área 2	284.9 MW	379 MW	277.3 MW	314.5 MW	298.5 MW
Área 3	-376.5 MW	-461.9 MW	-424.3 MW	-405.9 MW	-416.5 MW

Se puede observar como en todos los casos la energía importada al área 3 aumenta con respecto al caso base. Los resultados son los que cabría esperar. En el caso 2, es el área 1 el que carga con el aumento de importación al área 3 (+47.8 MW), mientras que en el caso 3 el área 2 es la que supe el incremento de potencia importada al área 3 (+29.4 MW).

Merece la pena comparar el caso 1 con el caso 4. En el caso 1 se incrementaba igual toda la demanda y la generación, mientras que en el caso 4 se incrementaba la demanda en el área 3 y la generación en el área 1 y 2. En el caso 1 se ha visto que es el área 2 la que realiza un aumento en la exportación, de manera que se pueda satisfacer la demanda en el área 3. En dicho ejemplo el área 1 exporta incluso menos potencia que la exportada en el caso base. Por el contrario, en el caso 4, el área 1 aumenta su exportación en 26.4 MW con respecto al caso base. Esto implica que se haga cargo de un tercio del incremento de importación que se ha dado en el área 3.

Habiendo estudiado los diferentes puntos del TTC en función de cómo se dan los incrementos de potencia se va a pasar a comparar el funcionamiento de los diferentes métodos predictores. En la Tabla 4 se puede observar las iteraciones (paso predictor + paso corrector) que han sido necesarias en cada caso y con cada método de los expuestos en la sección anterior para llegar al punto del TTC.

TABLA 4 – ITERACIONES NECESARIAS PARA LLEGAR AL PUNTO DEL TTC CON CADA MÉTODO PREDICTOR

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Predictor de módulo constante	26	22	20	20
Predictor lineal	6	4	4	4
Predictor parabólico	4	3	3	3

Como se puede observar en la Tabla 4, utilizando el predictor parabólico siempre son necesarias menos iteraciones que con cualquiera de los otros dos. El predictor parabólico necesita en todos los casos 3 o 4 iteraciones, mientras que el lineal necesita generalmente 4, pudiendo llegar hasta 6. El predictor de módulo constante, que no se ha optimizado en ningún momento, es claramente el peor de los tres métodos. Necesita generalmente 5 veces más iteraciones que el predictor lineal y 7 veces más que el parabólico. Esto supone un coste computacional al que es imposible hacer frente al tratar con sistemas más extensos. Por otro lado, el predictor parabólico hace que sean necesarias menos iteraciones y, por lo tanto, un menor coste computacional. No solamente son necesarias menos iteraciones, sino que además los valores del factor de carga intermedios son más próximos al factor de carga crítico.

Como ejemplo de esto se van a mostrar en la Tabla 5 los valores del factor de carga que se obtienen después de cada iteración en el caso 1 con el predictor lineal y con el parabólico.

TABLA 5 – COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 1

	Predictor lineal	Predictor parabólico
1	0	0
2	0.43268512	0.19003465
3	0.22960345	0.18580687

4	0.18844244	0.1858095
5	0.18581813	0.1858095
6	0.18580949	
7	0.1858095	

En la Tabla 5 se aprecia que desde la primera iteración los resultados obtenidos con el predictor parabólico son más precisos. Esto se debe a que este realiza una aproximación más exacta de la potencia aparente por las curvas. El que el predictor sea más preciso también sirve para que el paso corrector tenga que hacer menos trabajo, lo cual supone un ahorro todavía mayor de capacidad computacional. Por último, hay que destacar que en este caso el resultado de la primera iteración difiere mucho de un predictor a otro. Esto se debe a que la línea que limita la capacidad de transferencia presenta un comportamiento similar al de una parábola, el cual el predictor lineal no aproxima bien.

TABLA 6 – COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 2

	Predictor lineal	Predictor parabólico
1	0	0
2	0.05305629	0.04880821
3	0.04896450	0.04894960
4	0.04894951	0.04894952
5	0.04894952	

TABLA 7– COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 3

	Predictor lineal	Predictor parabólico
1	0	0
2	0.03671239	0.03035889
3	0.03032909	0.03016016
4	0.03016027	0.03016009
5	0.03016009	

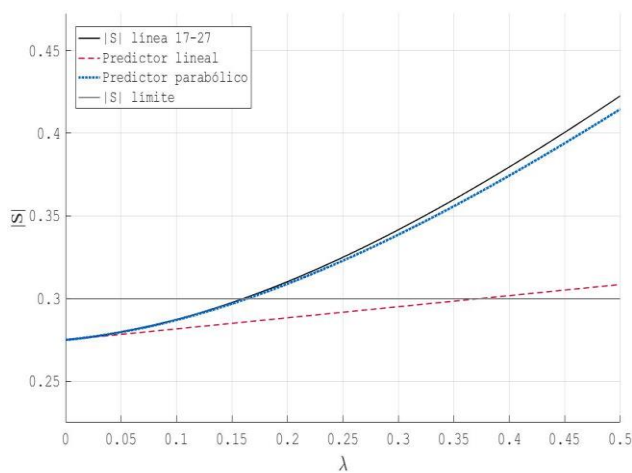
TABLA 8 – COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS PARA EL FACTOR DE CARGA EN LAS DIFERENTES ITERACIONES DEL CASO 4

	Predictor lineal	Predictor parabólico
1	0	0
2	0.04463426	0.04072726
3	0.04095830	0.04094307
4	0.04094292	0.04094293
5	0.04094293	

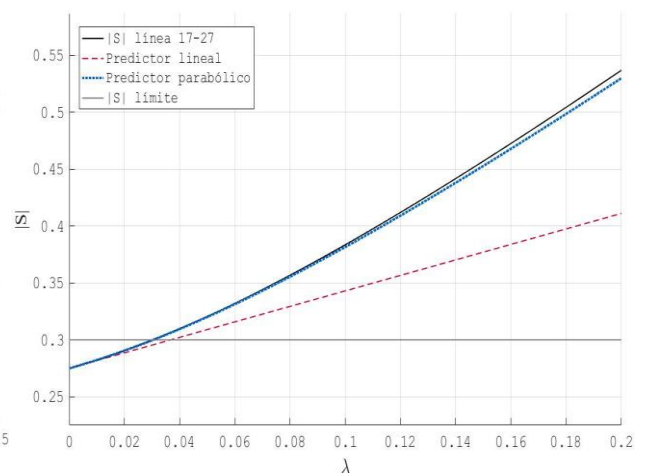
En las Tablas 6, 7 y 8 se puede ver la evolución de los predictores en el resto de los casos. Como se podrá ver más adelante, las diferencias son menos significativas porque las líneas críticas tienen una trayectoria más lineal. Aun así, en los tres casos se ahorra una iteración. Además, todos los valores del predictor parabólico están más próximos al valor real, obtenido después de las iteraciones necesarias. Esto se debe a que el predictor parabólico aproxima mejor la trayectoria de la potencia aparente incluso cuando tiene un comportamiento más lineal.

En la Figura 15 se representa el comportamiento de la línea crítica en cada uno de los casos, junto con las aproximaciones hechas por los dos métodos predictores (el lineal y el parabólico) y la potencia aparente límite en cada caso.

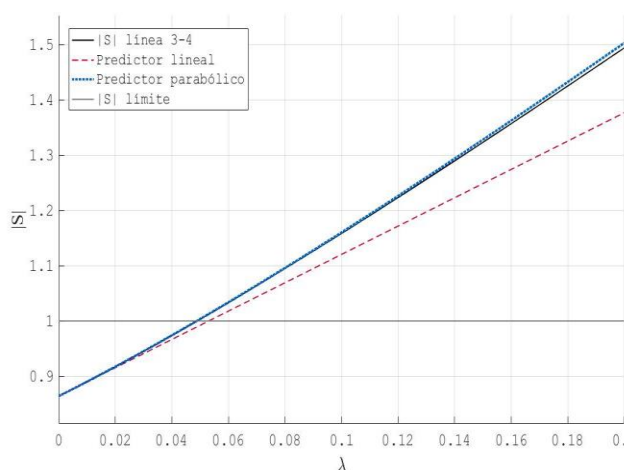
a) Caso 1



c) Caso 3



b) Caso 2



d) Caso 4

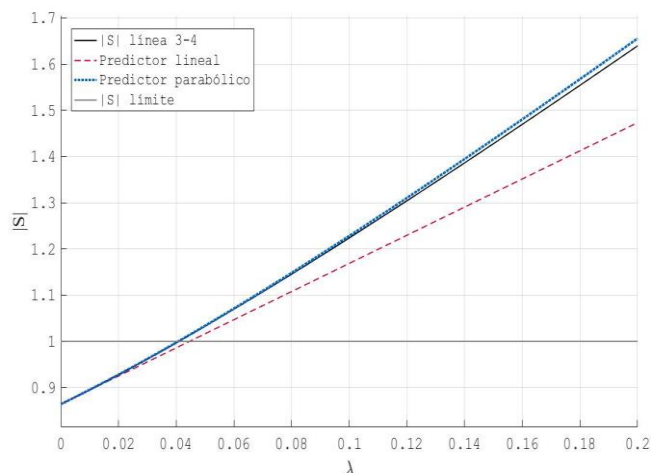


Figura 15: potencia aparente por la línea crítica y sus aproximaciones lineales y parabólicas para los ejemplos considerados.

En la Figura 15 se aprecia el comportamiento de la potencia aparente por las líneas que limitan el TTC en cada caso. En el caso 1 y en el 3 esa línea es la que une los nudos 17 y 27. Dicha línea conecta el área 1 con el área 2. Es interesante destacar que el caso 3 es un ejemplo en el cual, aunque se esté incrementando la potencia generada en el área 2 e incrementando la potencia demandada en el área 3, la primera restricción que se sobrepasa no es ninguna de las líneas que une esas áreas. Por otro lado, en los casos 2 y 4 la línea que marca el TTC es la que une los nudos 3 y 4. Ambos nudos se encuentran en el área 2, por lo que la línea que establece el TTC no es una interconexión entre áreas. Con estos ejemplos se puede afirmar que no es suficiente con comprobar si las líneas de interconexión entre las áreas con la transferencia de potencia programada están dentro de los límites. Siempre es necesario revisar que todas las líneas del sistema están funcionando de forma segura, aunque no estén conectando dos áreas o en alguna de las áreas que intercambian potencia.

Por otro lado, en la Figura 15a) se puede observar lo que se comentaba anteriormente. En este caso la línea que limita el TTC tiene un comportamiento que se asemeja a una parábola. Es fácil ver como la primera aproximación la realiza mucho mejor el predictor parabólico que el tangencial. Es por esto el resultado tan dispar que se obtenía en la Tabla 5 después de la primera iteración. En los casos en los que la potencia aparente tiene un comportamiento cuasi lineal, como es en la Figura 15b) y en la Figura 15d), el predictor parabólico también aproxima mejor la trayectoria. En los casos 2, 3 y 4 se puede apreciar que, como se superan los límites para valores del factor de carga relativamente pequeños casi no hay diferencia entre ambos predictores. Sin embargo, a medida que va aumentando el factor de carga se percibe como el predictor tangente se aleja más del verdadero comportamiento de la potencia aparente por la línea. Estos casos sirven como para ejemplificar que con el predictor parabólico también se gana precisión en los casos en los que la trayectoria se aproxima a una recta.

En la Figura 16 se representa el comportamiento de la potencia aparente por la línea que une los nudos 9 y 39 en todos los casos. Dicha línea tiene un comportamiento muy similar a una parábola y sirve para demostrar de forma clara las ventajas del predictor presentado en este proyecto.

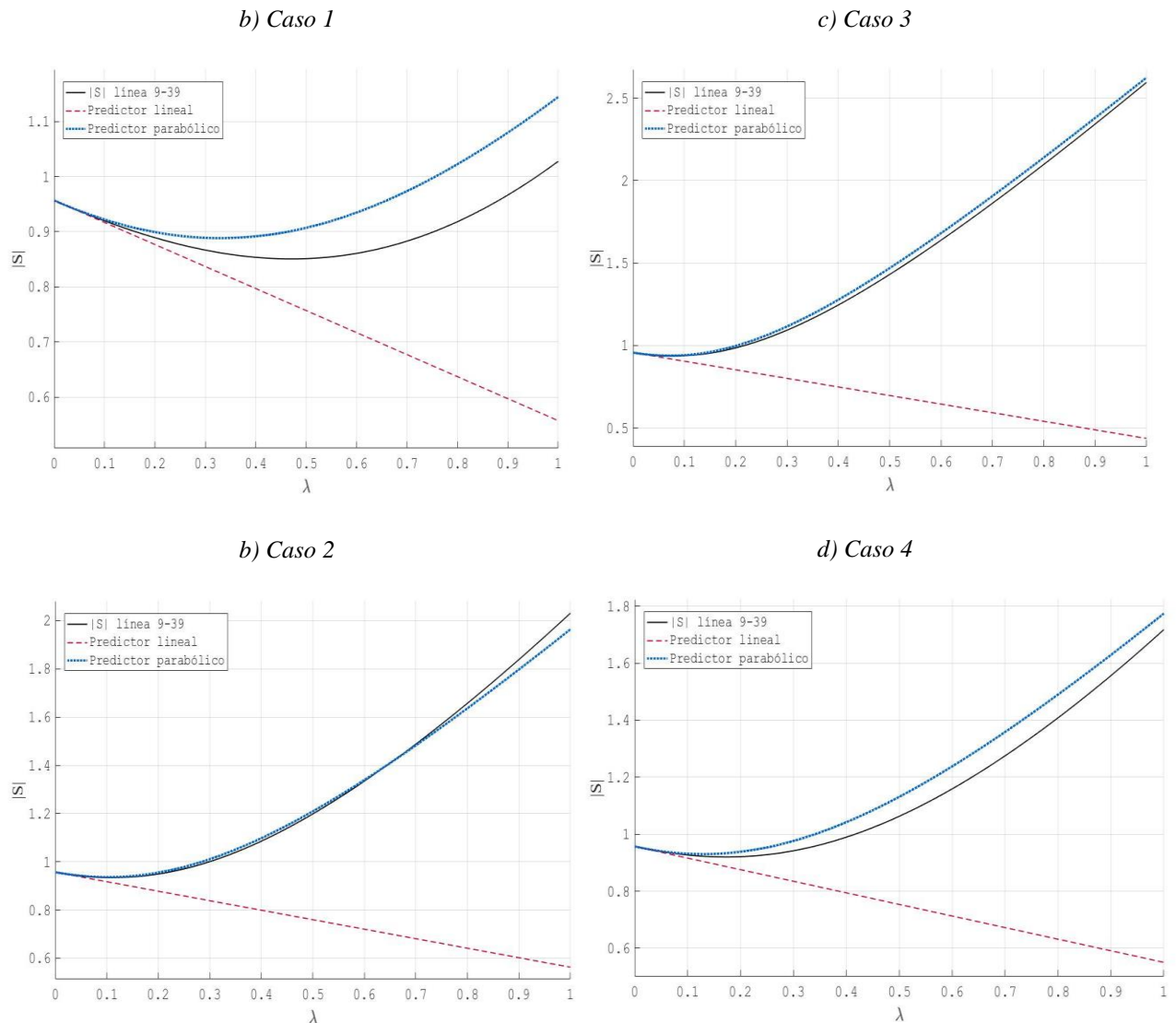


Figura 16: potencia aparente por la línea 9-39 y sus aproximaciones lineales y parabólicas para los ejemplos considerados.

Se ha elegido representar la línea 9-39 en la Figura 16 por la trayectoria casi parabólica que sigue la potencia aparente por ella. Es un caso claro en el que el predictor parabólico predice de forma más exacta el comportamiento de la potencia aparente. Además, se ha ampliado el rango del factor de carga, de forma que se pueda apreciar mejor las predicciones de ambos predictores en puntos más alejados al punto tangente.

En todos los casos la aproximación realizada por el predictor lineal predice un decrecimiento en la potencia aparente por la línea. Sin embargo, se advierte que la trayectoria que sigue no es esta. Por otro lado, la aproximación realizada con el predictor parabólico se acerca mucho más en todos los casos al verdadero comportamiento de la potencia. Es en estos casos en los que es más útil este nuevo predictor, ya que los fallos cometidos son mucho menores. Cuando la línea crítica para el TTC presenta un comportamiento similar al de la línea 9-39 en este ejemplo, el uso de un predictor parabólico facilita mucho el cálculo del TTC. Al realizar aproximaciones más exactas son necesarias menos iteraciones, de manera que se ahorra tiempo y coste computacional.

4 Conclusiones

Un cálculo preciso de la capacidad de transferencia en un sistema eléctrico es esencial para su buen aprovechamiento. Además, suele ser necesario realizar el cálculo en repetidas ocasiones cambiando elementos del sistema, de forma que se puedan prevenir los diferentes escenarios que se pueden dar en la red.

En este proyecto se presenta un nuevo predictor parabólico para el cálculo del TTC. Dicho predictor utiliza aproximaciones lineales de primer orden de la potencia activa y reactiva para estimar la potencia aparente por las líneas. La mejoría que aporta dicho predictor no se nota solamente en las líneas en las que la potencia aparente tiene un comportamiento que se asemeja a una parábola, sino que también aproxima muy bien las trayectorias lineales de la potencia aparente por las líneas.

Se ha comprobado la eficacia de este nuevo predictor en la red estándar IEEE de 39 nudos. Esta red consta de 3 áreas, dos que exportan potencia y una que importa. Utilizando esta red se han estudiado 4 casos diferentes con los que se ha demostrado que los resultados obtenidos con el predictor parabólico son más exactos que los obtenidos con el lineal. Además, se ha estudiado el comportamiento de las líneas críticas que limitan el TTC en cada caso. Se ha podido ver que el nuevo predictor realiza aproximaciones más exactas, sin importar la trayectoria de la potencia por la línea. Por último, se ha estudiado el caso de una línea cuya potencia tiene un comportamiento altamente parabólico. En líneas como esta es donde se le saca más partido al predictor parabólico, ya que el predictor lineal no aproxima nada bien y conduce a errores.

El predictor parabólico ayuda a que el cálculo del TTC sea más rápido y con un menor coste computacional. En sistemas pequeños como en el que se ha usado para probarlo no cambia mucho, pero cuando se trata de un sistema eléctrico real esto supone una gran mejora. Al tratarse de redes más complejas y con muchas más áreas, lo que en el caso que se ha estudiado supone solo una iteración de diferencia, en esas redes puede ser bastante tiempo de cálculo.

Referencias

- [1] I. Dobson et al, "Electric power transfer capability: concepts, applications, sensitivity and uncertainty," 01, 2001.
- [2] North American Electric Reliability Council, Transmission Transfer Capability: A Reference Document for Calculating and Reporting the Electric Power Transfer Capability of Interconnected Electric Systems. North American Electric Reliability Council, 1995.
- [3] North American Electric Reliability Council, Available Transfer Capability Definitions and Determination: A Framework for Determining Available Transfer Capabilities of the Interconnected Transmission Networks for a Commercially Viable Electricity Market. North American Electric Reliability Council, 1996.
- [4] M.M. Othman, N. Abd Rahman, A. Mohamed, I. Musirin, A. Hussain "Capacity Benefit Margin (CBM) Assessment Incorporating Tie-Line Reliability", Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO) 2010 IEEE International.
- [5] F.M. Echavarren (2006), Márgenes de funcionamiento en los sistemas de energía eléctrica: cálculo y acciones para su mejora. Universidad Pontificia Comillas. Madrid (España).
- [6] G. C. Ejebe, R. F. Paliza, and W. F. Tinney, "An Adaptive Localization Method for Real-Time Security Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, n° 2, pp.777-783, May 1992.
- [7] A. J. Flueck, H. D. Chiang, and K. S. Shah, "Investigating the Installed Real Power Transfer Capability of a Large Scale Power System Under a Proposed Multiarea Interchange Schedule Using CPFLOW", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, n° 2, pp. 883-889, May 1996.
- [8] G. C. Ejebe et al, "Available transfer capability calculations," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, (4), pp. 1521-1527, 1998.
- [9] I. Dobson, S. Greene, R. Rajaraman, C. L. DeMarco, F. L. Alvarado, and R. Zimmerman, "Electric Power Transfer Capability - Concepts, Applications, Sensitivity and Uncertainty", Power Systems Engineering Research Center publication 01-34, Cornell University, Nov 2001.
- [10] M. Shaaban, W. Li, Z. Yan, Y. Ni, and F. F. Wu, "Calculation of Total Transfer Capability incorporating the Effect of Reactive Power", Electric Power Systems Research, vol. 64, n° 3, pp. 181-188, Mar 2003.
- [11] A. Gómez Expósito and F. L. Alvarado, "3 - Flujo de Cargas" in Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica, Mc. Graw-Hill, 2002.
- [12] A. J. Wood and F. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, John Wiley & Sons, 1984.
- [13] S. Greene, I. Dobson, and F. L. Alvarado, "Initial Concepts for Applying Sensitivity to Transfer Capability", presented at *NSF Workshop on Available Transfer Capability*, Urbana, Illinois, U.S.A., Jun 1997.
- [14] R. Seydel, From Equilibrium to Chaos. Practical Bifurcation and Stability Analysis, Elsevier Science Publishing Co., 1988.
- [15] F. M. Echavarren, E. Lobato and L. Rouco, "Total transfer capability computation and improvement in interconnected electric power systems," in 16th Power Systems Computation Conference, PSCC 2008.
- [16] F. M. Echavarren et al, "Formulation, computation and improvement of steady state security margins in power systems. Part I: Theoretical framework," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 33, (2), pp. 340-346, FEB 2011, 2011.
- [17] F.M. Echavarren, E. Lobato, L. Rouco, Computation and sensitivity analysis of the total transfer capability in interconnected electric power systems, 11th International Energy Conference & Exhibition (ENERGEX'06). Stavanger, Noruega, 12-15 Junio 2006
- [18] (<https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-39-bus-system/>). IEEE 39-Bus System.

Anexo 1. Integración de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene en cuenta los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que es necesario cumplir de cara a 2030. Puede ayudar principalmente a cumplir el objetivo número 7: garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Las metas que se quieren alcanzar con dicho objetivo son¹:

- De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
- De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
- De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
- De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.
- De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

En ocasiones se pierde la energía generada por fuentes renovables debido a que no puede ser transportada. Gracias al aumento de la capacidad de transferencia que supone un buen cálculo del TTC dicha energía podría no ser desperdiciada. Aplicándolo a un ejemplo real, esto implica que la energía renovable que no sea utilizada en un área determinada se pueda transportar a otra, de manera que se aprovechen más todas las fuentes renovables. Mejorando las interconexiones eléctricas entre diferentes países y siendo más conscientes de toda la capacidad posible de las mismas se puede sacar más provecho a las energías renovables.

El predictor parabólico presentado en este proyecto supone un aumento en la exactitud del cálculo de la capacidad de transferencia. Un cálculo del TTC demasiado permisivo lleva a poner en riesgo la seguridad del sistema. Por otro lado, un cálculo muy restrictivo hace que no se aprovecha del todo a red. Es por esto por lo que, con las mejoras implementadas con este predictor, se pueden aprovechar más los sistemas eléctricos sin que peligre su seguridad.

Gracias al predictor parabólico se puede aumentar la transferencia de energía entre sistemas interconectados. Así, la energía renovable que se vaya a desperdiciar en un área se puede utilizar en otras. Con esta mejora no solo se hace un mayor uso de las energías renovables, sino que además se reduce la generación de energía con combustibles fósiles, y toda la contaminación del medioambiente que esto conlleva.

¹ Naciones Unidas (2015), <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>, último acceso 22/6/2020

Anexo 2. Estudio económico

En este Trabajo de Fin de Grado se ha presentado un predictor parabólico que proporciona una mejora en la velocidad con la que se puede calcular la máxima capacidad de transferencia entre sistemas interconectados para un determinado escenario. Como ha quedado ilustrado en los resultados presentados, el ahorro en puntos de cálculo intermedios puede verse reducido entre un 25% y un 33%.

En sistemas reales, el cálculo de la máxima capacidad de transferencia puede resultar una tarea en la que no baste con hacer un solo cálculo del TTC en un determinado escenario. Una medida eficiente de la máxima capacidad de transferencia exige una gran cantidad de cálculos que se multiplican en función de diferentes consideraciones:

- El tamaño de la red es un factor fundamental, ya que el tiempo computacional necesario para cada cálculo intermedio crece de forma aproximadamente cuadrática con el tamaño de la red
- La consideración de otros límites técnicos (límites de tensión en nudos, límites de potencia reactiva en grupos, etc.), ignorados en el presente trabajo por ser el flujo de potencia por las ramas el principal objeto de análisis. La presencia de estos límites, especialmente los de potencia reactiva de grupos, pueden obligar al cálculo de más puntos intermedios.
- La selección de escenarios a considerar, atendiendo a diferentes criterios como la demanda (p. ej. punta/valle/llano), la estacionalidad (p. ej. primavera/verano/otoño/invierno, o bien por meses), el clima (p. ej. seco/lluvioso), etc. Dependiendo de los criterios considerados, el número de escenarios distintos a analizar puede crecer considerablemente.
- Los patrones de variación de generación y demanda, que admiten diferentes formulaciones en función de qué tipo de demandas y qué tecnologías de generación puedan verse o no implicadas
- La consideración de contingencias N-1 o N-2, que multiplica considerablemente el número de recálculos del TTC y cuyo número, enlazando con el primer punto, crece con el tamaño de la red

Con todas estas consideraciones, queda patente que una mejora en el proceso de cálculo del TTC que pueda ahorrar entre un 25% y un 33% de tiempo de cálculo puede resultar muy beneficioso desde el punto de vista operativo y económico.

Sin embargo, el estudio necesario para poder confirmar esta afirmación queda fuera de los objetivos del proyecto. Dicho estudio requeriría integrar y ajustar el modelo de predictor parabólico para que funcionase con redes mucho mayores de 39 nudos, y a continuación analizar su efectividad en diferentes escenarios seleccionados con los criterios anteriormente expuestos. Este estudio queda pues pendiente para futuros desarrollos de esta línea de investigación.