



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE DISTANCIA DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON UN ENFOQUE DE OPTIMIZACIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

PAULO ROBERTO CARVAJAL VALDÉS

PROFESOR GUÍA:  
PABLO MEDINA COFRÉ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA  
ÁLVARO SILVA MADRID

SANTIAGO DE CHILE  
2022

# COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE DISTANCIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON UN ENFOQUE DE OPTIMIZACIÓN

En un sistema eléctrico de potencia las líneas de transmisión son las encargadas de transportar la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo, por lo que es esencial tener un esquema de protecciones para evitar que ante una falla en una de estas se pierda la alimentación de, por ejemplo, un pueblo. Las protecciones de distancia se encargan a través de mediciones de corriente y voltaje de aislar las líneas de transmisión que presenten fallas en su funcionamiento, y en específico las protecciones de distancia de zona 2 son aquellas que se encargan de dar respaldo ante una falla que por algún motivo no es despejada por las protecciones primarias del sistema. Actualmente la forma en que se coordinan las protecciones de zona 2 se hace de manera poco selectiva, dando respaldo a más de las fallas que idealmente se desearía, lo que podría llevar a desconexiones innecesarias y con ellas a desconexiones de consumos (pueblos, empresas, ciudades, etc.).

Por esto en esta memoria se propone una búsqueda óptima de los parámetros que definen una protección de distancia en su zona 2. Para ello se desarrolla un problema de optimización no lineal multi-objetivo que busca la minimización la cantidad de falsos positivos detectados por las protecciones, a la vez que se maximiza la cantidad de fallas correctamente detectadas.

Luego de la formulación del problema de optimización, se confecciona un código en lenguaje *Python* que tiene 2 objetivos principales. En primera instancia se realiza una extracción de datos a través de simulaciones de cortocircuitos en un modelo de un sistema eléctrico de potencia, elaborado en *PowerFactory*. Para luego pasar a la etapa de optimización donde se utilizan los datos extraídos en la etapa anterior, para resolver el problema de optimización antes planteado.

Dentro de las principales conclusiones del trabajo realizado se puede rescatar que el desempeño de la optimización depende en demasía de los datos con los que se disponga, ya que la naturaleza no lineal del problema puede llevar a encontrar óptimos locales o divergencias en caso de tener una base de datos pequeña y en caso de que sea demasiado grande los tiempos de ejecución también aumentan. También se concluye del trabajo que aún utilizando un algoritmo de búsqueda óptima para los parámetros que definen las protecciones de zona 2 es imposible tener sensibilidad y sensibilidad máxima a la vez.

*Escucha bien Simon, y no lo olvides. Cree en ti mismo.  
No en el mí que cree en ti.  
Ni en el tú que cree en mí.  
¡Cree en el tú... que cree en ti mismo!*  
***Kamina, Tengen Toppa Gurren-Lagann, 2007***

# Agradecimientos

Este trabajo va dedicado a todas esas personas que me acompañaron en este largo camino a través de la universidad.

Primero que todo a mi familia que siempre estuvo ahí desde que vi mi puntaje en la PSU hasta hoy día mismo. Mi mamá que siempre me regaló haciendo que mi única preocupación fuese estudiar y a mi papá que siempre me acompañó a donde tuviera que ir levantándose hasta a las 4 am en días fríos para que tuviera como llegar a donde fuese. A mi hermano que si él la vida en la casa no sería la misma y por supuesto a mi gato chico que me acompañó en todas las noches que me desvelé para terminar algún trabajo en la u.

También debo agradecer a mis amigos grandes grupos de amigos que me vienen apoyando incluso de antes de entrar a la universidad, mis amigos del liceo *los Cesena FC* que me vienen apoyando hace más de 7 años, fue la mejor decisión de mi vida ir a ese viaje a Valparaíso donde los conocí, y los chicos de los electriñoños a los que uno siempre podía acudir si necesitaba o estudiar o pasarlo bien nada más.

Un agradecimiento aparte a mi amor tóxico durante más de 4 años, el Eolian. Un proyecto que me guió hasta donde estoy ahora y en el que conocí a personas espectaculares con las que he pasado los mejores momentos de mi vida.

Un agradecimiento especial a mis dos mejores amigos, la vieja Billy que llevamos más de 10 años siendo hermanos y a la Marianita que fue mi primera amiga en la universidad y se ha convertido en parte esencial de vida.

También las gracias van para mi profesor Guía Pablo Medina que confió en mí para hacer un proyecto que se fue armando en el camino, muchas gracias por siempre estar preocupado mis avances y acompañarme en estos, por siempre tener ese tiempo para poder conversar y darle la vuelta a los asuntos.

A todos quiero decirles que estudiar a la Universidad de Chile era algo que soñaba desde que tengo memoria y que no hubiese podido cumplir sin ustedes. Muchas gracias a todos.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	2
1.2.1. Objetivo General . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.3. Alcances . . . . .	2
1.4. Estructura documento . . . . .	3
<b>2. Marco teórico y estado del arte</b>	<b>4</b>
2.1. Protecciones de distancia . . . . .	4
2.1.1. Protecciones eléctricas . . . . .	4
2.1.2. Protecciones de distancia . . . . .	5
2.1.3. Zonas de operación en protecciones de distancia . . . . .	7
2.1.4. Estrategias de coordinación actuales . . . . .	9
2.1.5. Medición de fallas . . . . .	10
2.2. Optimización . . . . .	13
2.2.1. Definición de un problema de optimización . . . . .	13
2.2.2. Optimización no lineal . . . . .	14
2.2.3. Optimización en el ajuste de protecciones . . . . .	14
<b>3. Metodología</b>	<b>15</b>
3.1. Herramientas a utilizar . . . . .	15
3.1.1. Python 3.9 . . . . .	15
3.1.2. PowerFactory . . . . .	17
3.2. Red base . . . . .	18
3.3. Resolución teórica . . . . .	19
3.4. Formulación del problema de optimización . . . . .	21
3.5. Extracción de datos . . . . .	25
3.6. Casos de estudio . . . . .	25
<b>4. Resultados y análisis</b>	<b>27</b>
4.1. Resolución teórica . . . . .	27
4.2. Resultados optimización . . . . .	28
4.3. Comparación gráfica . . . . .	29
4.4. Comparación cuantitativa . . . . .	36
<b>5. Conclusión</b>	<b>38</b>

A. Resultados optimización	40
Bibliografía	48

# Índice de Tablas

2.1.	Impedancias medidas en el punto de conexión de la protección ante distintos tipos de fallas. . . . .	11
3.1.	Tabla de impedancias de cada uno de los equipos en [p.u.] utilizando una base común de 100 [MVA]. . . . .	19
3.2.	Ejemplo de cómo quedaría guardado en un <i>DataFrame</i> las impedancias medidas ante una falla trifásica ocurrida en la línea L11, a un largo del 50 % de la línea y con una impedancia de falla igual a $Z_f = 10 + j50$ . . . . .	25
4.1.	Tabla con los parámetros que identifican la zona 2 de cada relé de manera teórica.	27
4.2.	Tabla con los parámetros que identifican la zona 2 óptima de cada relé en los 2 primeros escenarios. . . . .	28
4.3.	Tabla con los parámetros que identifican la zona 2 óptima de cada relé en los 2 últimos escenarios. . . . .	28
4.4.	Tabla con la cantidad de fallas correctamente detectadas por cada protección en los escenarios estudiados. . . . .	36
4.5.	Tabla con la cantidad de falsos positivos detectados por la zona 2 de cada protección en los escenarios estudiados. . . . .	37

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Áreas de los distintos ajustes de protecciones de distancia . . . . .	6
2.2.	Tiempo de activación de una protección de distancia. . . . .	7
2.3.	Zonas de operación para una red unilineal . . . . .	8
2.4.	Áreas de los distintos ajustes de protecciones de distancia para las tres zonas. . . . .	8
2.5.	Zonas de operación ante una falla entre e 0% y el 20% de la línea <b>L2</b> . . . . .	10
2.6.	Sistema reducido para el cálculo de las impedancias de fallas ante distintos cortocircuitos. . . . .	11
2.7.	Representación en el plano X-R de los puntos que puede tomar una falla trifásica. . . . .	12
2.8.	Representación en el plano X-R de los puntos que puede tomar una falla entre las fases b-c. . . . .	12
2.9.	Efecto de una contribución intermedia en la operación de un relé de distancia. . . . .	13
3.1.	Red base. . . . .	18
3.2.	Mallas de secuencias de la red base. . . . .	20
3.3.	Simplificación de los circuitos en componentes simétricas a partir de sus equivalentes de Thévenin vistos desde el punto de la falla. . . . .	20
3.4.	Alcance de la zona 2 ideal de la protección <b>P1</b> considerando una tolerancia del <i>tol</i> %. . . . .	24
3.5.	Mapa conceptual de la metodología de este trabajo . . . . .	26
4.1.	Zonas 2 de óptimas la protección <b>P1</b> para los distintos escenarios. . . . .	30
4.2.	Zonas 2 óptimas de la protección P2 para los distintos escenarios. . . . .	32
4.3.	Zoom sobre la zona óptima para el escenario donde $\lambda = 0$ , <i>tol</i> = 0% de la protección <b>P2</b> visto en la Figura 4.2.c. . . . .	33
4.4.	Zonas 2 óptimas de la protección P9 para los distintos escenarios. . . . .	34
4.5.	Zonas 2 óptimas de la protección P10 para los distintos escenarios. . . . .	35
A.1.	Zonas 2 óptimas de la protección P3 para los distintos escenarios. . . . .	41
A.2.	Zonas 2 óptimas para de la protección P4 los distintos escenarios. . . . .	42
A.3.	Zonas 2 óptimas de la protección P5 para los distintos escenarios. . . . .	43
A.4.	Zonas 2 óptimas de la protección P6 para los distintos escenarios. . . . .	44
A.5.	Zoom a las zonas 2 óptimas de la protección P6 para los distintos escenarios. . . . .	45
A.6.	Zonas 2 óptimas de la protección P7 para los distintos escenarios. . . . .	46
A.7.	Zonas 2 óptimas de la protección P8 para los distintos escenarios. . . . .	47

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

Dentro de un sistema eléctrico de potencia (SEP) interactúan distintos elementos que generan y transportan la energía eléctrica para su posterior consumo en los hogares e instalaciones a las que se les proporciona. Uno de los elementos más importantes de estos sistemas son las protecciones eléctricas que se encargan de aislar las distintas fallas que pudiesen poner en riesgo la seguridad y el correcto funcionamiento de los equipos dentro de que conforman el resto del sistema.

Las protecciones utilizadas para estos fines pueden variar dependiendo del equipo al que se desee proteger, partiendo desde protecciones contra sobre-tensiones en los equipos, llegando a protecciones térmicas para evitar el sobrecalentamiento de generadores. Para lograr el despeje de fallas que pudiesen causar deterioro en líneas de transmisión y de los equipos conectados a ellas, se utilizan principalmente dos tipos de protecciones: (1) los relés de sobre-corriente que se activan en determinado tiempo para corrientes sobre las esperadas, y (2) las protecciones de distancia que utilizan las mediciones de tensión y corriente hechas en las subestaciones y que se activan dependiendo de la razón entre ambas.

Para que las protecciones descritas anteriormente funcionen de manera correcta, despejando las fallas para las que fueron diseñadas es necesario hacer un estudio de coordinación sobre el momento y la circunstancias en que se activaran estas.

En esta memoria se busca automatizar y mejorar el proceso de búsqueda de los parámetros que determinan la zona de operación de un relé de distancia, donde se aborda el problema como uno de optimización no lineal multi-objetivo buscando minimizar los falsos positivos que llevan a una desconexión de líneas de manera errónea, a la vez que se maximiza la cantidad de fallas detectadas correctamente.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo General

Automatizar el proceso de búsqueda de la ubicación óptima del espacio en el plano X-R, correspondiente a la zona 2 de todas las protecciones de distancia de una red, a través del desarrollo de un problema de optimización multi-objetivo que minimice la cantidad de fallas detectadas de manera errónea y a la vez maximice la cantidad de fallas detectadas correctamente por esta zona.

### 1.2.2. Objetivos específicos

- Extender la memoria de Francisco Pérez “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE FORMULACIÓN DE PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN”[1] hacia específicamente la zona 2 de protecciones de distancia.
- Formular un problema de optimización no lineal que permita el ajuste de protecciones de distancia de manera selectiva y sensitiva, minimizando la cantidad de falsos positivos detectados en zona 2, intentando a su vez maximizar la cantidad de fallas detectadas de manera correcta en esta zona.
- Implementar un código que permita resolver el problema de optimización.
- Desarrollar el problema implementándolo en PowerFactory.

## 1.3. Alcances

En este trabajo se considera la confección de un código que logre la sintonización óptima de los parámetros que definen la zona 2 de protecciones de distancia dentro de un SEP dados ciertos escenarios. Esta sintonización se hace mediante la resolución de un problema de optimización que minimiza la cantidad de fallas ante las cuales se activa la protección de manera errónea a la vez que maximiza la cantidad de fallas donde se activa la misma de manera correcta.

## Resultados esperados

Dentro de los resultados esperados de este trabajo destacan:

- A partir de la simulación de cortocircuitos de distintos tipos y en distintos lugares de un modelo de un SEP en PowerFactory, lograr la extracción de los datos de impedancia medida por cada relé del sistema a través de Python y posteriormente almacenar estos datos en una base de datos.
- Lograr la formulación de un problema de optimización multi-propósito que busca minimizar la cantidad de falsos positivos detectados por la zona 2, a la vez que se maximiza la cantidad de fallas que se logran despejar de manera correcta por la misma zona.

- Utilizando los datos extraídos de PowerFactory confeccionar un código que utilice el problema de optimización formulado para obtener los parámetros que definen la zona 2 óptima de cada protección para cada escenario.
- Integrar los resultados encontrados de manera automática dentro del modelamiento del SEP en PowerFactory.

## 1.4. Estructura documento

En una primera instancia en este documento se encuentra una introducción, donde se presentarán los objetivos y alcances de esta memoria, junto con una contextualización e importancia de esta memoria en el desarrollo de proyectos eléctricos.

Después se hace un marco teórico donde se detallan distintos tópicos tales como los distintos tipos de fallas en líneas de transmisión, las protecciones de distancia, la optimización no lineal multiobjetivo y los algoritmos necesarios para resolver el problema de optimización planteado. Junto con esto se hace un repaso sobre el estado del arte en el tema de coordinación de protecciones de distancia, revisando distintos papers donde se plantean soluciones alternativas en este tema.

Luego se pasa a detallar la metodología a utilizar durante el desarrollo de esta memoria, explicando todos los pasos necesarios para la formulación y optimización del problema.

Seguido de esto se presentan los principales resultados, comprobando que la optimización cumpla con lo pedido en los distintos escenarios planteados. Todo esto junto con el análisis de los resultados presentados.

Finalmente se hace una conclusión donde se revisan nuevamente los objetivos y si fueron cumplidos durante el transcurso del documento, presentando además un repaso general de lo que fue el documento completo, resaltando los resultados más representativos del mismo.

# Capítulo 2

## Marco teórico y estado del arte

### 2.1. Protecciones de distancia

#### 2.1.1. Protecciones eléctricas

Un SEP está conformado por diversos equipos eléctricos donde uno de los más importantes son las protecciones, estas se encargan de aislar cualquier anomalía detectada que pudiese ser peligrosa para alguno de los otros equipos.

Para que la aislación de la falla producto del accionamiento de las protecciones se haga de manera segura y ordenada, el sistema de protecciones debe cumplir las siguientes características:

- Sensibilidad: Es la capacidad de detectar anomalías o de poder identificar el límite entre lo normal y lo anormal dentro de un SEP.
- Selectividad: Debe discriminar cuál es el elemento desde el que procede la falla para así aislar sólo a este.
- Rapidez: Es necesario que las protecciones se accionen de manera rápida ante las distintas fallas para lograr así reducir el daño que pudiesen recibir los otros equipos.
- Redundancia/Respaldo: Cada protección por si sola puede por algún motivo fallar, por lo que siempre es necesario que exista apoyo tanto en el mismo equipo (redundancia) o a través de otros equipos (respaldo).
- Confiabilidad: Se espera que el sistema de protecciones se active **siempre** que se le necesite y **nunca** en otro momento.
- Traslapo: Las protecciones asociadas a la protección de algún elemento del SEP debe superponerse a las protecciones de otros elementos, evitando así que haya algún punto muerto donde pudiese existir una falla que no active una protección.

## 2.1.2. Protecciones de distancia

Las protecciones de distancia son utilizadas para la protección de líneas de transmisión y su funcionamiento se basa en que a partir de la medición de la corriente y el voltaje en el punto de la red en que se ubica, se calcula la razón compleja  $Z = R + jX = V_{med}/I_{med}$  y si esta razón cae dentro de una zona determinada en el plano X-R entonces la protección se activará y en cualquier otro caso no lo hará.

La zona del plano X-R donde se activan las protecciones de distancia está determinada por el tipo de ajuste de la protección y estos se basan en alguna característica que se le quisiese dar a la protección, dentro de estas se destacan los siguientes tres tipos de ajustes:

- Impedancia: En este tipo de ajuste la protección se activa al momento en que la impedancia medida tiene un módulo menor a  $|Z_R|$ , es decir matemáticamente:

$$|Z_{med}| = |R + jX| < |Z_R| \quad \text{o también} \quad |Z_{med}|^2 = R^2 + X^2 < |Z_R|^2 \quad (2.1)$$

Lo que se interpreta en un plano X-R como una circunferencia de radio  $Z_R$  centrada en el origen, donde la activación de la protección se realiza cuando la impedancia medida cae dentro del círculo tal como se ve en 3.2.a. Cabe destacar que este tipo de ajuste para protecciones no tiene carácter direccional<sup>1</sup>, por lo que normalmente se le agregan restricciones para otorgarle esta característica.

- Reactancia: Las protecciones con este tipo de ajuste actúan al momento en que se cumple la siguiente condición:

$$R\cos(\theta) + X\sen(\theta) < Z_R \quad (2.2)$$

Con  $\theta$  un ángulo característico de la protección. Con esto se logra formar una región no acotada en el plano X-R que indica el accionamiento, como se observa en 3.2.b. Al igual que en el caso del anterior este tipo de ajuste no tiene característica direccional, por lo que comúnmente se agregan restricciones adicionales para dar direccionalidad a este ajuste.

- Admitancia: Este tipo de ajuste es de tipo direccional y se rige por la siguiente condición matemática:

$$\left(R - \frac{1}{2}Z_R\cos(\theta)\right) + \left(X - \frac{1}{2}Z_R\sen(\theta)\right) < \left(\frac{1}{2}Z_R\right)^2 \quad (2.3)$$

Con esto se observa que al igual que en el tipo de ajuste por impedancia la zona de activación se determina por un círculo en el plano X-R, pero esta vez centrado en el punto  $(\frac{1}{2}Z_R\cos(\theta), \frac{1}{2}Z_R\sen(\theta))$  esto le otorga dirección al ajuste. El área de accionamiento de este tipo de protecciones se ve representada en 3.2.c.

Existen otros tipos de ajustes para los relés (como los de tipo poligonal), cada uno con una parametrización matemática. Igualmente cabe destacar que cada señal de accionamiento puede ser intervenida con compuertas AND para lograr intersecciones entre los distintos ajustes y así obtener ajustes más específicos.

<sup>1</sup> Direccionalidad = Indica el flujo de potencia en el punto indicado. Para el ajuste de protecciones de distancia se espera que el relé siempre “mire hacia afuera de la subestación” por lo que es necesario distinguir y no reaccionar (en algunos casos) ante fallas dentro de la subestación misma.

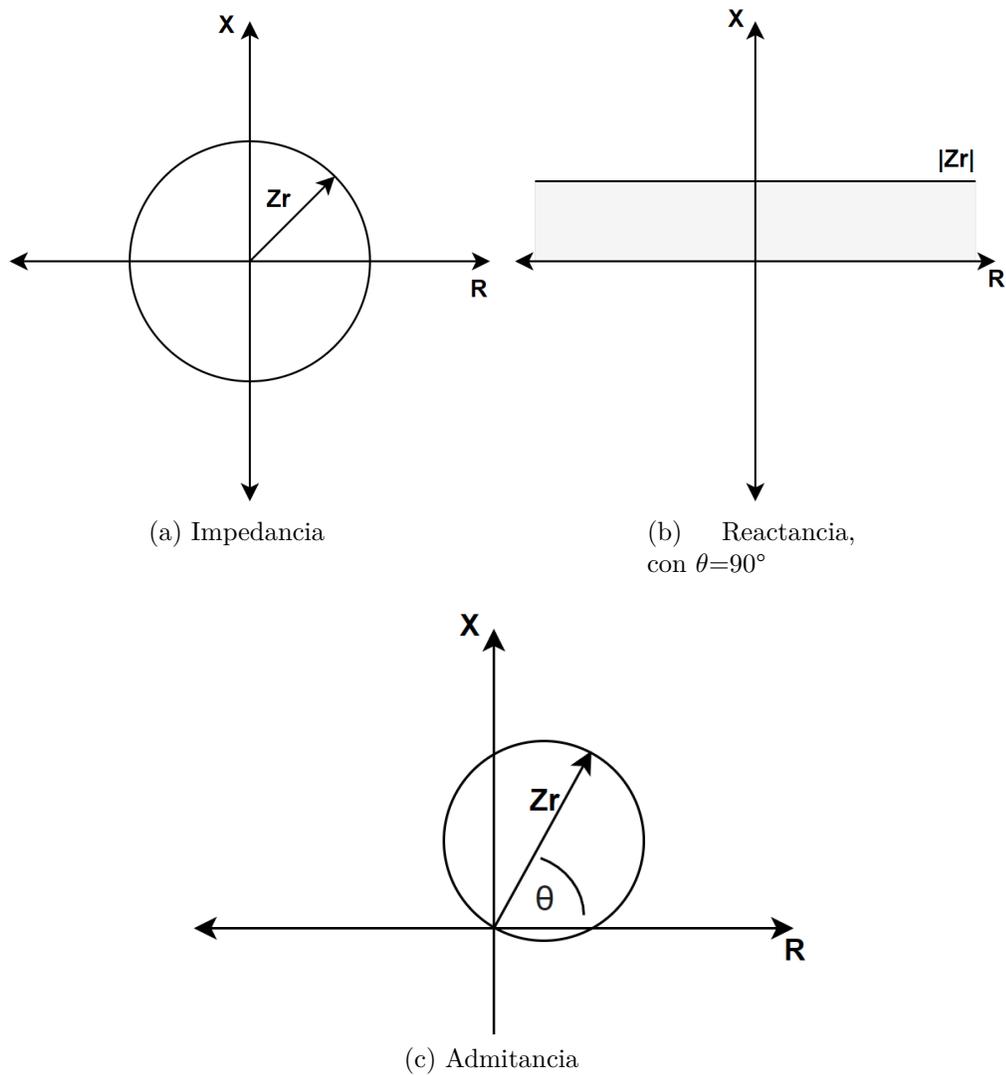


Figura 2.1: Áreas de los distintos ajustes de protecciones de distancia

Otro aspecto a considerar en el diseño de protecciones es el tiempo de activación de estas, en el caso de protecciones de distancia este tiempo se comporta como se muestra en la Figura 2.2 cumpliéndose que se activan en un tiempo  $t_z$  constante ante fallas detectadas dentro de la zona de operación y teniendo un tiempo de activación tendiendo al infinito en caso de que la impedancia medida esté fuera de la zona de operación. Esta aseveración se cumple al negar los efectos del aumento progresivo al momento de salir de la zona delimitada por las curvas de los ajustes y también negando el efecto del aumento o disminución de la corriente que para las aplicaciones que tienen las protecciones de distancia se hacen despreciables tal como se dice en el capítulo 4 de [2].

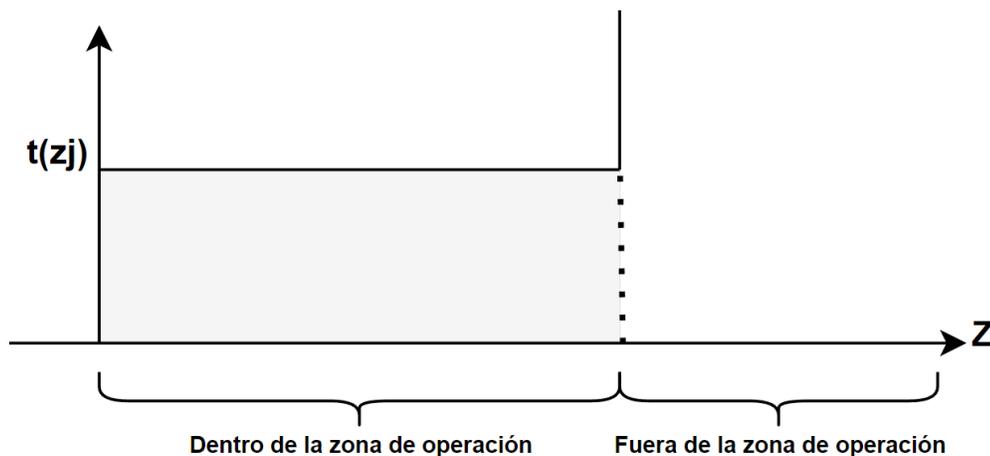


Figura 2.2: Tiempo de activación de una protección de distancia.

### 2.1.3. Zonas de operación en protecciones de distancia

Para lograr una buena coordinación entre las protecciones de distancia se utiliza el concepto de zonas de operación que son básicamente una estructura de tres (normalmente) configuraciones distintas para el mismo tipo de ajuste, con tiempos de activación y parámetros que las definen distintos, logrando así un arreglo de configuraciones que logre despejar rápidamente fallas cercadas y permita dar respaldo ante fallas un poco más lejanas.

Las zonas de operación se definen según el tramo del sistema que se desee proteger y se ajustan los tiempos de operación considerando los siguientes requisitos para cada uno:

- Primera zona (o Zona 1): Se espera que esta zona sea la más rápida y que cubra entre el 65 % y el 80 % de la línea adyacente a la protección aislando a la línea que contiene una falla de manera casi instantánea (en la práctica es entre 20 y 50 [ms]).
- Segunda zona (o Zona 2): Esta zona tiene como objetivo dar respaldo a la primera zona, por lo que debiese permitir el despeje de la totalidad las fallas que ocurran en la línea adyacente. Para esto tiene un alcance de 100 % de la línea contigua más un 20 % de la línea siguiente, en caso que existiesen múltiples líneas con distintas impedancias en paralelo se escoge el 20 % de la línea más corta (o con menor módulo de impedancia), esto se hace para tener una tolerancia ante fallas con una impedancia de falla grande y ante fallos en las mediciones de voltaje y corriente. La segunda zona, al ser de respaldo tiene un tiempo de activación configurable comúnmente entre los 0.2 y 0.5 [s], puede demorar aún más aún si es que es necesario para la coordinación.
- Tercera zona (o Zona 3): La función de la tercera zona es dar respaldo a la mayoría de fallas que pudiesen existir en el sistema, por lo que el alcance debiese ser el 100 % de las líneas o instalaciones adyacentes y su activación debiese ser entre los 1 y 3 [s] del momento de la falla, siempre coordinándose con las zonas de operación de protecciones aledañas.

Estas zonas de operación y sus alcances se pueden observar gráficamente en la Figura 2.3:

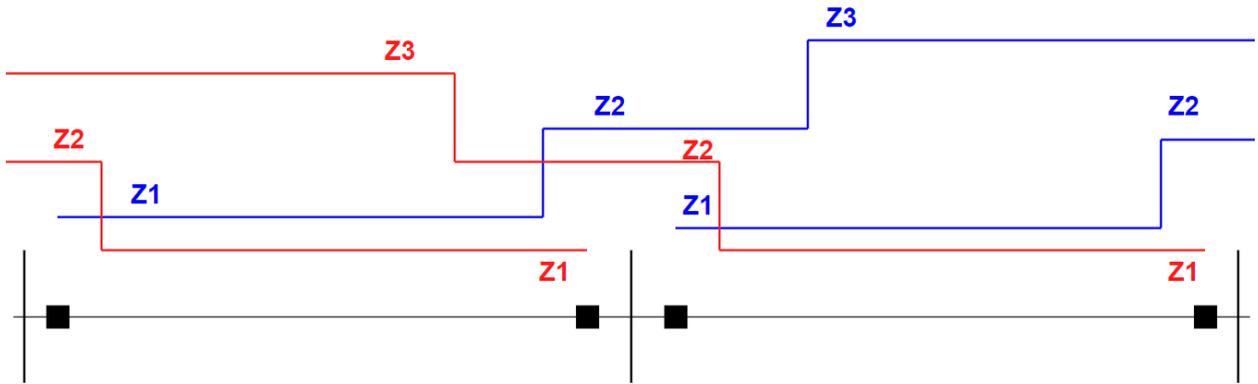


Figura 2.3: Zonas de operación para una red unilineal

Para los distintos tipos de ajustes de protecciones también se pueden identificar las zonas donde en cada una de las condiciones vistas en 2.1, 2.2 y 2.3 se reemplaza por valores distintos de  $Z_R$  dando las siguientes formas para cada tipo de ajuste:

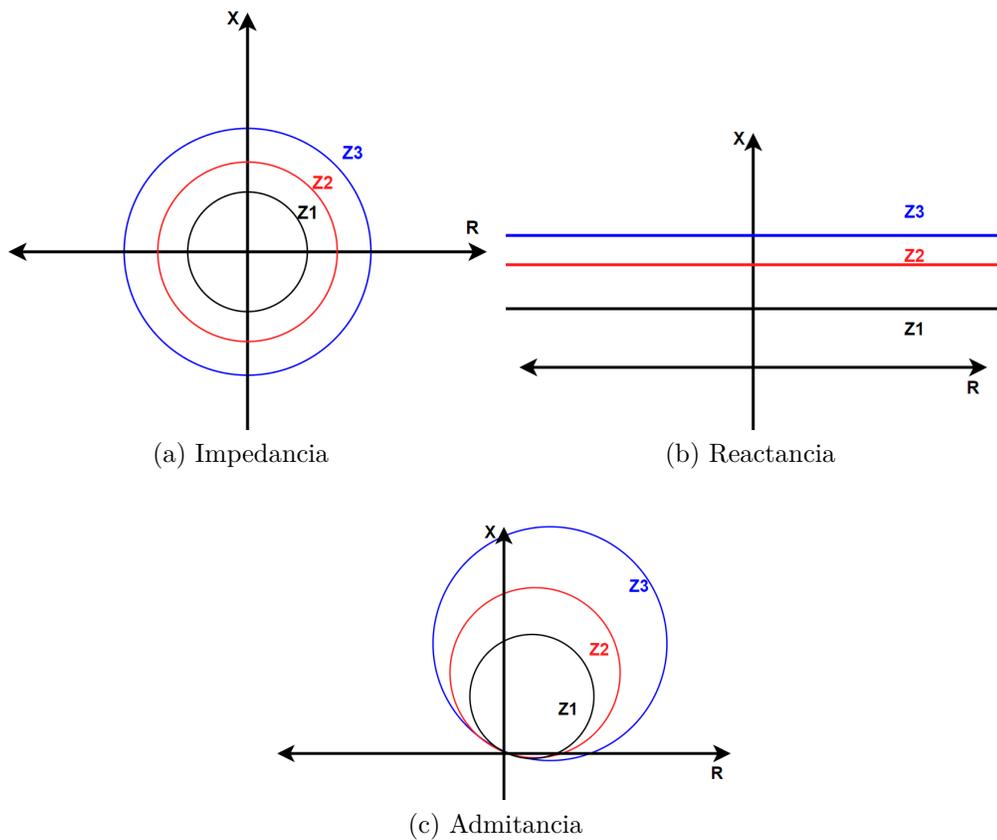


Figura 2.4: Áreas de los distintos ajustes de protecciones de distancia para las tres zonas.

## 2.1.4. Estrategias de coordinación actuales

Para entender el contexto en el cual se enmarca la presente memoria se hace necesario hablar de la normativa actual, junto con algunas estrategias investigadas y usadas actualmente para la elección de las distintas zonas de las protecciones de distancia.

Dentro de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, específicamente en el anexo técnico de exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión [3] no se hace referencia explícita a cómo debe ser la coordinación de las protecciones, pero sí da (en su artículo 88) una serie de características con las que deben cumplir los sistemas de protección que incluyan protecciones de distancia, la que más puede influir en este documento es el punto f: “Deberá evitarse la operación del sistema de protección durante una oscilación de potencia y máximos flujos esperados en el Sistema de Transmisión. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá requerir esquemas de desconexión ante oscilación de potencia, en caso de que estudios específicos muestren su necesidad”.

En [4] se presenta el trabajo de coordinación de protecciones para un sistema de subtransmisión en la ciudad de Quito, Ecuador, en este al ser un problema de coordinación para un sistema lineal se utilizaron las convenciones vistas en la sección 2.1.3. Igualmente se observa que no se consideran en esta coordinación las líneas existentes ni sus protecciones. Se hizo una revisión en otros informes de coordinación de protecciones como el visto en [5] y no se encontraron diferencias con lo hecho en la primera cita.

Formas de automatizar la coordinación de las protecciones de distancia se han estudiado anteriormente, como por ejemplo en [6] se propone usar un método de búsqueda donde se propone una coordinación y ajuste mediante algoritmos computacionales que analizan la topología de la red, determinan el conjunto de protecciones principales y de respaldo y que efectúan una evaluación de los distintos tipos de fallas de un SEP.

También se ha investigado formas de coordinación óptima de protecciones de distancia junto a protecciones de sobrecorriente como las vistas en [7], pero se profundizará en ellas más adelante.

### Problemas en la coordinación de la zona 2 de protecciones de distancia

Como se presentó anteriormente luego de la coordinación de las protecciones de distancia la zona 2 de estas tiene un alcance del 100 % de la línea adyacente a la protección más un 20 % de la línea siguiente, esto conlleva a problemas de selectividad de la protección ya que por ejemplo ante fallas ocurridas en el 20 % extra a la línea adyacente como se ve en la Figura 2.5 se activaría en primera instancia la protección de zona 1 de **P3**, enviando una orden de apertura instantáneamente también a **P4** para así lograr aislar la falla ocurrida; pero en caso de que la protección de zona 1 no se activase por culpa de problemas en la medición, se activarían en segunda instancia las protecciones de zona 2 de **P4** y de **P1**, dejando así sin alimentación a la carga **S1**.

El ideal en casos como el anterior sería que se activase únicamente la protección de zona 2 de **P4** enviando instantáneamente una orden de apertura a la protección **P3** y así no dejar completamente sin energía a la carga **S1**. Una opción simple para lograr este ideal podría ser aumentar el tiempo de accionamiento de la zona 2 de la protección **P1**, pero esto llevaría únicamente a tener exactamente el mismo problema en el sentido contrario, es decir, ante una falla entre el 80 % y el 100 % de la línea **L1** donde la protección de zona 1 de **P2** no se activase inmediatamente, llevaría al mismo caso anterior con la carga **S1** desenergizada. Otra alternativa para intentar solucionar este problema es disminuir el alcance de la zona 2 de ambas protecciones hasta sólo cubrir como máximo el 100 % de la línea adyacente a ellas, lo que llevaría consigo la pérdida de sensibilidad ante fallas ocurridas en el sector más alejado de la línea, ya sea por malas mediciones o por impedancias de falla comparables a la impedancia de la línea.

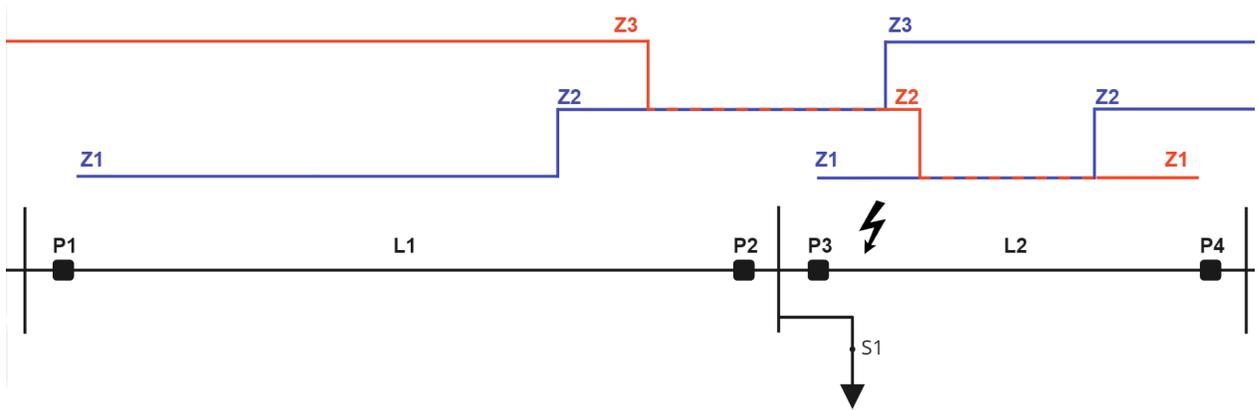


Figura 2.5: Zonas de operación ante una falla entre el 0 % y el 20 % de la línea **L2**.

### 2.1.5. Medición de fallas

Como se dijo anteriormente las protecciones son diseñadas para actuar en fallas que ocurran en distintas zonas, por lo que también es necesario lograr identificar las fallas y discriminar si pertenecen a la zona para la cual fue diseñada la protección, para esto es imperativo lograr una caracterización de estas fallas dentro del plano X-R tal cual se hizo con las zonas de operación de los distintos tipos de ajustes en las protecciones.

Para lograr una buena caracterización en primera instancia se debe identificar que para distintos tipos de fallas ubicadas en la misma posición de la línea las corrientes y voltajes vistos por la protección son distintos, por lo que debe existir una caracterización para cada tipo de falla, ya sea esta monofásica, bifásica o trifásica.

En [2] se explicitan los cálculos necesarios para encontrar de buena manera las corrientes y voltajes entre fases vistas desde el punto donde se encuentra la protección y para distintos tipos de fallas en un sistema reducido como el que se observa en la Figura 2.6. La obtención de estos datos se hace mediante la transformación del circuito a su equivalente en componentes de secuencia positiva, negativa y cero para su posterior resolución.

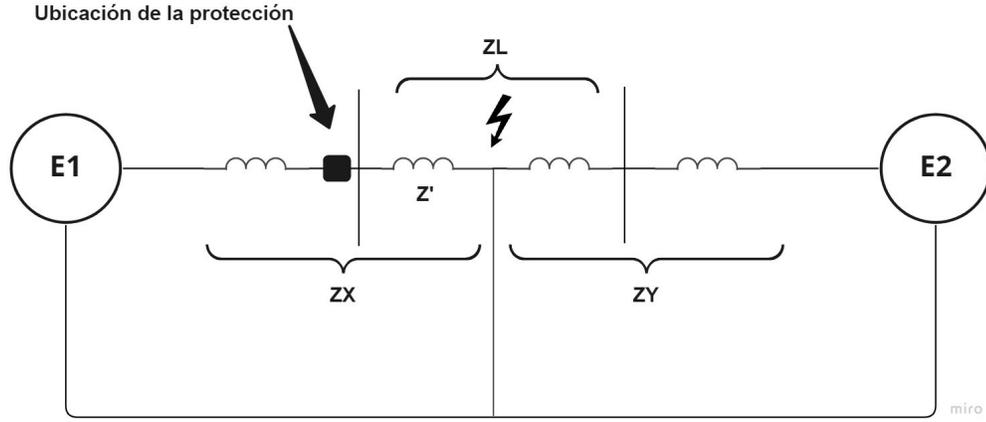


Figura 2.6: Sistema reducido para el cálculo de las impedancias de fallas ante distintos cortocircuitos.

Luego de obtener estos datos<sup>2</sup> de voltajes y corrientes es simple obtener la impedancia medida entre fases en el punto de conexión de la protección, dividiendo los valores correspondiente y llegando a lo que se observa en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Impedancias medidas en el punto de conexión de la protección ante distintos tipos de fallas.

Impedancia	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito entre fase "b" y "c"	Cortocircuito fase "a" a tierra
$\frac{V_{ab}}{I_{ab}} = Z_{ab}$	$Z'_1 + \frac{R_f}{C_1}$	$Z'_1 - j\sqrt{3}Z_{X1} - a\frac{R_f}{C_1}$	$Z'_1 + j\frac{\sqrt{3}}{3}Z_{X1} + (1 - a^2)\frac{Z_0 + 3R_f}{3C_1}$
$\frac{V_{bc}}{I_{bc}} = Z_{bc}$	$Z'_1 + \frac{R_f}{C_1}$	$Z'_1 + \frac{R_f}{2C_1}$	$\infty$
$\frac{V_{ca}}{I_{ca}} = Z_{ca}$	$Z'_1 + \frac{R_f}{C_1}$	$Z'_1 + j\sqrt{3}Z_{X1} - a^2\frac{R_f}{C_1}$	$Z'_1 - j\frac{\sqrt{3}}{3}Z_{X1} - (a - 1)\frac{Z_0 + 3R_f}{3C_1}$

Donde:

- $C_1 = \frac{Z_{Y1}}{Z_{X1} + Z_{Y1}}$
- $Z_{X1}$  Es la suma de las impedancias de secuencia positiva desde la generación hasta la falla, en la dirección que se encuentra la protección.
- $Z_{Y1}$  Es la suma de las impedancias de secuencia positiva desde la generación hasta la falla, en la dirección contraria a la protección.
- $Z'_1$  Es la suma de las impedancias de secuencia positiva desde la protección hasta la falla.
- $Z_0$  Es el equivalente de Thévenin de las impedancias de secuencia 0.
- $R_f$  Es la resistencia de falla.
- $a = e^{j120^\circ}$

<sup>2</sup> Se omite mostrar explícitamente los valores de los voltajes y corrientes debido a su gran extensión y su irrelevancia después de encontrar los valores de impedancias a partir de estos.

Gráficamente se pueden observar estas relaciones en fallas trifásica y monofásicas en el las Figuras 2.7 y 2.8, respectivamente.<sup>3</sup>

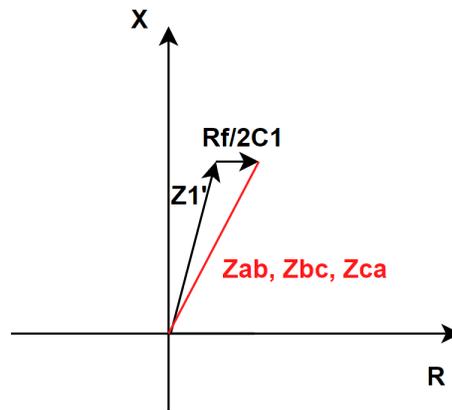


Figura 2.7: Representación en el plano X-R de los puntos que puede tomar una falla trifásica.

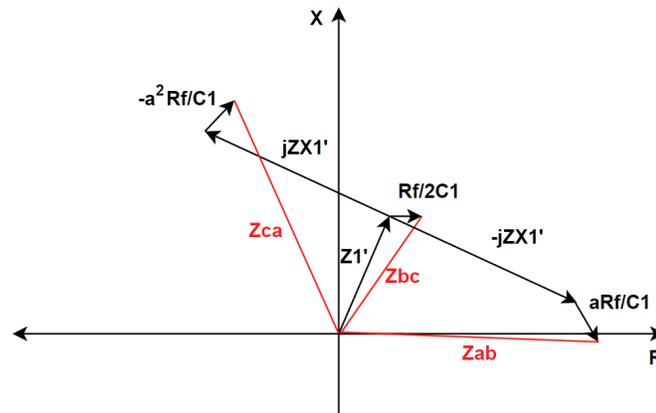


Figura 2.8: Representación en el plano X-R de los puntos que puede tomar una falla entre las fases b-c.

### Problemas con contribuciones intermedias

En general ante una falla las mediciones de impedancia no son como las mostradas anteriormente, teniendo en algunos casos un sub-alcance debido a que se mide un  $Z_{med} > Z_{real}$  y en otros un sobre-alcance midiendo un  $Z_{med} < Z_{real}$  lo que puede llevar a una activación de la protección en casos donde no sea necesaria, o también a que la protección no se active en un cortocircuito en donde deba hacerlo.

<sup>3</sup> Se omite la Figura de la falla monofásica a tierra porque para realizarla se utilizan conceptos (tal como en [2]) que no aportan al entendimiento de esta memoria.

Uno de los mayores problemas es el efecto de las fuentes de corrientes intermedias en una línea (por ejemplo al conectar un subsistema con generación a través de un *tap-off*), ya que siguiendo el esquema presentado en la Figura 2.9.a se observa que en una situación normal, sin esta contribución intermedia la impedancia vista desde la protección es  $Z_a + Z_b$ . En cambio en la Figura 2.9.b la impedancia medida por la protección de distancia es  $Z_a + ((I_1 + I_2)/I_1)Z_b = Z_a + Z_b + (I_2/I_1)Z_b$ , es decir la falla tiene una mayor impedancia, por lo que se ve “mas lejos”.

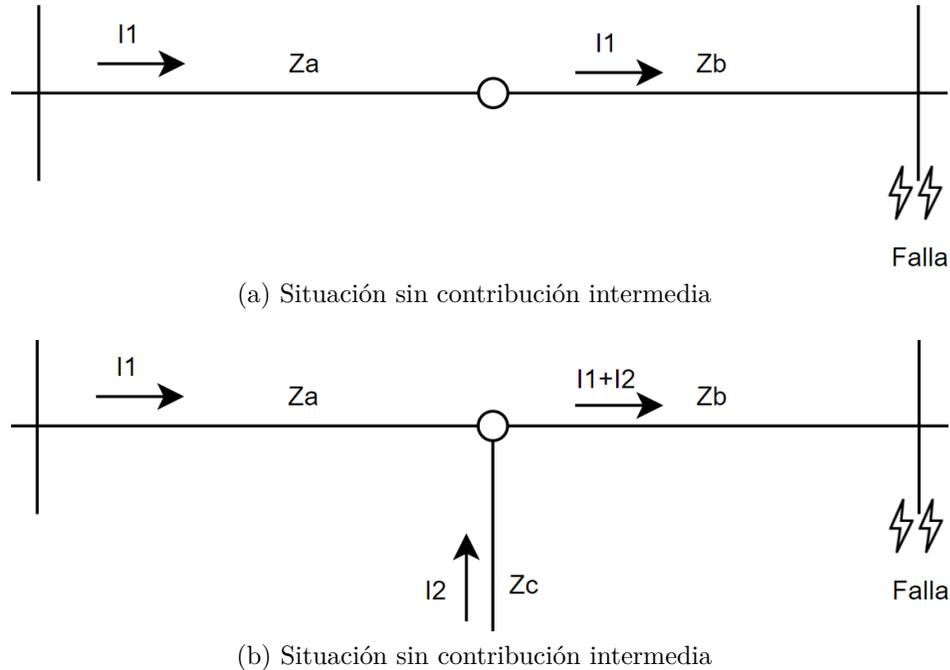


Figura 2.9: Efecto de una contribución intermedia en la operación de un relé de distancia.

## 2.2. Optimización

### 2.2.1. Definición de un problema de optimización

Según [8] un problema de optimización se formula habitualmente en la forma:

$$\begin{aligned} &\text{minimizar (o maximizar)} \quad f(x) \\ & \quad \quad \quad x \in S \end{aligned} \tag{2.4}$$

Donde  $x$  es el vector de variables de decisión,  $f : S \rightarrow \mathbb{R}$  es la función objetivo y  $S \subseteq \mathbb{R}_n$  es el conjunto factible.[...]Un vector  $\bar{x} \in \mathbb{R}_n$  que pertenezca al conjunto  $S$  se llamará solución (o punto) factible de del problema de optimización. Si además satisface que:

$$f(\bar{x}) \leq f(x) \quad \forall x \in S \tag{2.5}$$

Se dirá que  $\bar{x}$  es solución óptima o simplemente solución del problema de optimización.

### 2.2.2. Optimización no lineal

Existen varios tipos de optimización donde varían las características del vector de variables de decisión, la función objetivo y del conjunto factible. Un problema de optimización no lineal es uno donde, como su nombre lo indica su función objetivo es no lineal (pero generalmente diferenciable) y su conjunto factible  $S$  es un convexo no vacío en  $\mathbb{R}^n$ , en general un problema de optimización no lineal se escribe de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \min_x \quad & f(x) \\ \text{Sujeto a} \quad & g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m \\ & h_j(x) = 0, \quad j = 1, \dots, l \\ & x \in \mathbb{R}^n \end{aligned} \tag{2.6}$$

Con  $f(x)$ ,  $g_i(x)$  y  $h_j(x)$  no lineales.

### Resolución de un problema de optimización no lineal

En [8] se dice que la resolución un problema de optimización no lineal se hace de forma numérica utilizando el método del gradiente, que aborda este como un esquema iterativo, es decir que dado un punto inicial  $x_0$  factible se construye una sucesión de puntos dentro del conjunto factible de la siguiente manera:

$$x_{k+1} = x_k + \lambda_k d_k \tag{2.7}$$

Donde:

- $d_k$  es una dirección de descenso, es decir una dirección donde se cumple para una función objetivo  $f(x)$  que  $\nabla f(x_k)^T d_k < 0$ .
- $\lambda_k$  es un paso que satisface  $f(x_k + \lambda_k d_k) \leq f(x_k + \lambda d_k)$ ,  $\forall \lambda \geq 0$ , es decir es un número que minimiza la función  $f(x)$  en la dirección  $d_k$ .

Y a partir de esta sucesión se va encontrando mejores soluciones al problema, hasta llegar a un punto donde  $|x_{k+1} - x_k| < \epsilon$ , con  $\epsilon$  es lo suficientemente pequeño. Llegados a este punto se dice que  $x_{k+1}$  es mínimo del problema.

### 2.2.3. Optimización en el ajuste de protecciones

La optimización siempre ha sido una herramienta útil para proyectos de ingeniería para realizar tareas en que sea necesario minimizar o maximizar recursos, ingresos u otro. El ajuste de protecciones no está exento de esto, por ejemplo en [1] se utiliza la optimización no lineal entera mixta para la coordinación de protecciones de sobrecorriente.

Por otro lado en [7] se propone una forma de integrar al problema de optimización a las protecciones de distancia utilizando las protecciones en zona 2 como respaldo para la protección principal de sobrecorriente. Esto se hace en el contexto de la formulación de un problema que contenga ambos tipos de protecciones para luego lograr una coordinación óptima a través de un algoritmo genético.

# Capítulo 3

## Metodología

En este capítulo se muestra en detalle las herramientas a utilizar y los pasos a seguir para lograr la automatización del proceso de encontrar la ubicación óptima de la zona 2 de los relés de un SEP. Estos pasos se dividen en los siguientes bloques:

- Encontrar teóricamente los parámetros de la zona 2 utilizando los criterios vistos en el marco teórico
- Formular el problema de optimización a resolver para lograr la obtención de los parámetros que identifican la zona 2 óptima de todas las protecciones del SEP.
- Desarrollar en Python el código para la extracción de datos desde PowerFactory y la posterior implementación del problema de optimización.
- Definir casos de estudio donde se varían parámetros del problema y con estos verificar el correcto funcionamiento del optimizador.

### 3.1. Herramientas a utilizar

Para lograr la formulación y resolución del problema se utilizan 2 herramientas con capacidad de interconectarse: en primera instancia se utiliza el lenguaje de programación Python 3.9 para la confección de código que resuelva el problema en sí, junto a este también se utiliza el programa PowerFactory donde se realizarán simulaciones que permitan conocer parámetros de la red a simular.

#### 3.1.1. Python 3.9

Python es un lenguaje de programación de código abierto muy usado actualmente gracias a su amplio abanico de librerías, en su mayoría de uso libre que permiten realizar diversas tareas. En esta memoria se utilizarán en específico 4 librerías que ayudarán a la confección de un código que permita la formulación y resolución del problema que logre encontrar los parámetros que definen la ubicación óptima en el plano X-R de la zona 2 de cada protección de distancia en un SEP.

## Librería NumPy

Según [9] “Numpy es el paquete fundamental para la computación científica en Python” en esta se incluyen sobretodo operaciones matemáticas más complejas que las usadas por Python de manera nativa. Entre estas operaciones se destacan operaciones trigonométricas, lógicas, matriciales, diversas operaciones sobre arreglos, operaciones estadísticas básicas, y mucho más. En esta memoria se utiliza esencialmente para resolver problemas matriciales y de trigonometría presentes en la función objetivo como en las funciones que restringen el problema.

## Librería Pandas

Dentro de todas las funcionalidades de la librería pandas las que más se utilizan dentro de esta memoria son la capacidad de esta para crear una base de datos con múltiples índices, en estas se guardan los datos obtenidos de las simulaciones de cortocircuitos para luego ser leídas por las funciones de la optimización.

## Librería SciPy

En [10] se describe a la librería SciPy como una colección de algoritmos matemáticos y funciones construido a partir de NumPy, que provee comandos y clases de alto nivel para la manipulación y visualización de datos.

De esta gran librería se utiliza para este trabajo el módulo “*scipy.optimize*” el cual contiene la función “*minimize()*” esencial para lograr la optimización. En el código 3.1 se resuelve el problema planteado en la siguiente ecuación:

$$\begin{array}{ll} \min_{x_1, x_2} & f(x_1, x_2) = x_1 \cdot \cos(x_2) \\ \text{Sujeto a} & 0 \leq x_1 \leq 50 \\ & 0 \leq x_2 \leq 360 \end{array} \quad (3.1)$$

Se observa en el código 3.1 que el método de resolución es el método SLSQP (por las siglas del nombre en inglés *Sequential Least Squares Quadratic Programming*) ya que es el método por defecto para la resolución de problemas de optimización con múltiples variables y restricciones.

```

1 import scipy.optimize as opti
2 import numpy as np
3
4 # Método a utilizar
5 met = "SLSQP"
6
7 # Punto inicial de la optimización
8 x_0 = [10, 90]
9
10 # Función objetivo
11 def fun_obj(x):
12     return x[0]*np.cos(x[1]*np.pi/180)
13 # Restricciones del problema
14 cons = opti.LinearConstraint([[1, 0], [0, 1]], [0, 0], [50, 360])
15
16 resultado = opti.minimize(fun_obj, x_0, constraints= cons, method= met)
17 x_optimo = resultado.x

```

Código 3.1: Código donde se resuelve el problema mostrado en la ecuación 3.1

## Librería powerfactory

La librería powerfactory permite acceso a funciones del programa PowerFactory con lenguaje Python para así automatizar tareas como simulaciones que se deban hacer de manera repetida. En el código 3.2 se observa una pequeña muestra de cómo abrir e inicializar un proyecto en PowerFactory a través de esta librería.

```

1 import sys
2
3 pf_path=' %\\DIGSILENT\\PowerFactory 2021 SP4\\Python\\3.9'
4 sys.path.append(pf_path)
5
6 import powerfactory as pf
7
8 app = pf.GetApplication()
9
10 proj = app.CreateProject('Proyecto_ejemplo')
11
12 ...

```

Código 3.2: Código donde se inicializa un proyecto en PowerFactory

### 3.1.2. PowerFactory

El programa PowerFactory es un software que su principal uso está en el análisis de sistemas de generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. La licencia con la que se cuenta es la educacional proporcionada por nuestra facultad, la cual tiene un límite de 50 barras para la simulación.

Las funciones principales que se utilizan en esta memoria parten en la creación de escenarios donde se simulen cortocircuitos de distinto tipo y en distintos lugares para una red determinada y extraer los datos relevantes de este. Igualmente se utilizará para verificar la eficacia de la optimización, simulando las características de las protecciones que se entreguen como soluciones óptimas.

## 3.2. Red base

La red base sobre la cual se trabaja consiste en un sistema radial de siete barras (tres de generación), cinco líneas de transmisión y 10 protecciones de distancia, este sistema se muestra en la Figura 3.1. Para este se consideran 2 topologías, una con el generador G2 desconectado y otra con toda la red operativa.

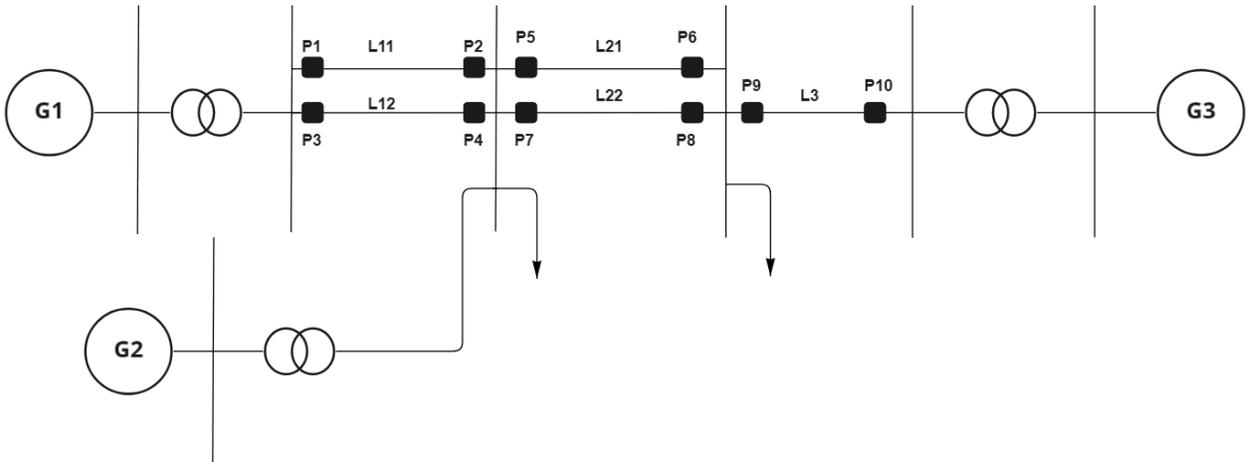


Figura 3.1: Red base.

Los transformadores son todos de conexión Ynd1. Las impedancias de cada uno de los equipos utilizadas en esta red se basan en las del problema de 9 barras de la IEEE y se pueden apreciar en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Tabla de impedancias de cada uno de los equipos en [p.u.] utilizando una base común de 100 [MVA].

Equipo	Impedancia [p.u.]
G1	0.1198j
G2	0.1813j
G3	0.0608j
T1	0.0625j
T2	0.0586j
T3	0.0576j
L11	0.01+0.085j
L12	0.017+0.092j
L21	0.032+0.161j
L22	0.039+0.17j
L3	0.0085+0.072j

También cabe destacar que se asume que las protecciones de distancia son de tipo admittancia por lo que la zona 2 de estas está definida por la ecuación 2.3.

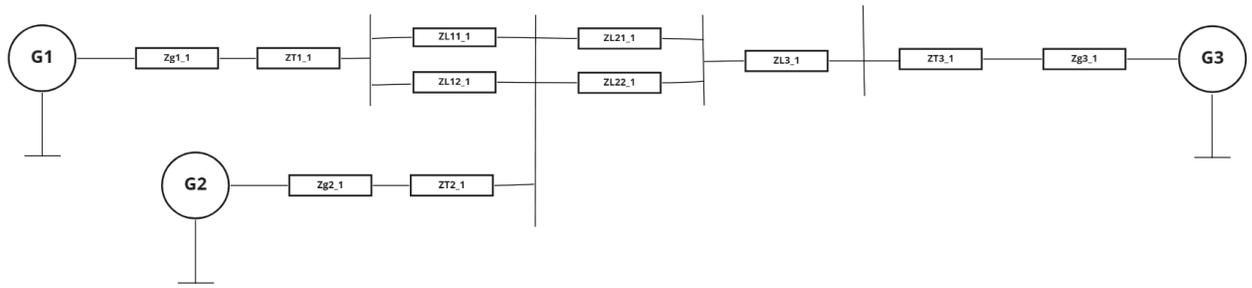
### 3.3. Resolución teórica

Para lograr encontrar una primera aproximación de la ubicación de la zona 2 de cada uno de los relés se parte de los siguientes supuestos:

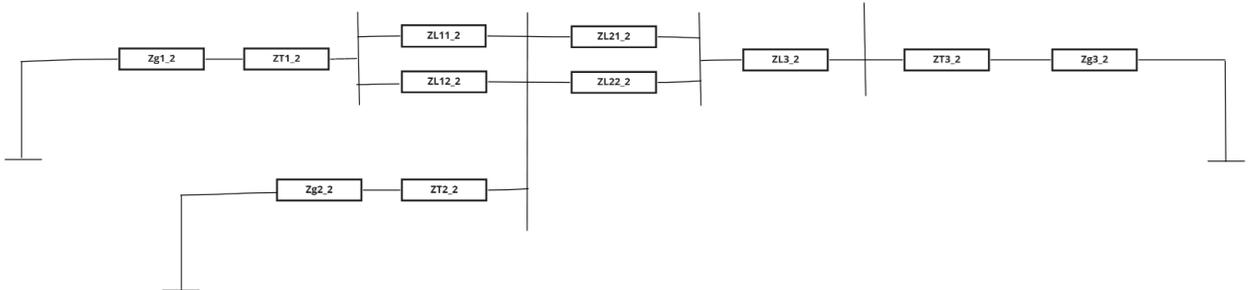
- Todos los generadores están en voltaje nominal ( $1\angle 0^\circ$  [p.u.]).
- Las cargas se desprecian.
- Como se dice en el marco teórico se toma que la zona 2 debe llegar hasta el 120 % de la línea del relé.

Con estos supuestos se calcula las corrientes en cada una de las líneas y el voltaje en cada una de las barras para tres tipos de fallas distintas (monofásica a tierra, bifásica a tierra y trifásica) ubicadas al 20 % y 80 % de cada línea.

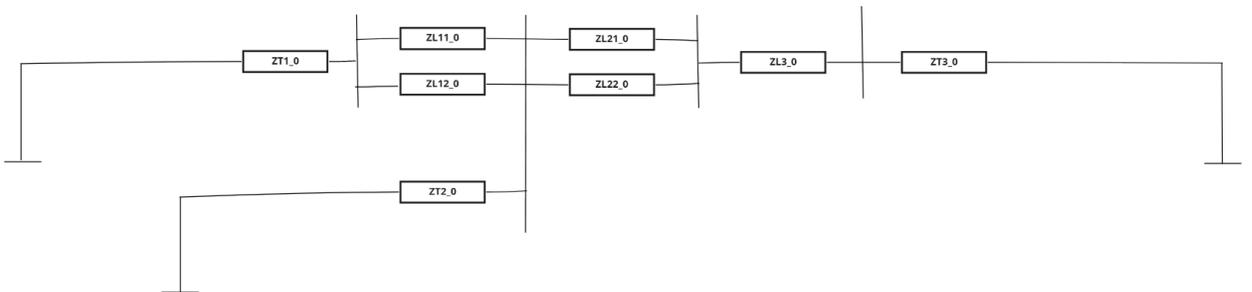
Para el cálculo estas cantidades se utiliza la transformada de Fortescue y así se descompone el problema en sus componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero tal como se muestra en la Figura 3.2.



(a) Secuencia positiva



(b) Secuencia negativa



(c) Secuencia 0

Figura 3.2: Mallas de secuencias de la red base.

Teniendo la separación en componentes de secuencia y la ubicación de la falla a analizar se procede a obtener una simplificación de los circuitos buscando un equivalente de Thévenin tal como se muestra en la Figura 3.3, donde cada una de las impedancias ( $Z1\_th$ ,  $Z2\_th$ ,  $Z0\_th$ ) se corresponde con la impedancia de Thévenin vista desde el punto de la falla.

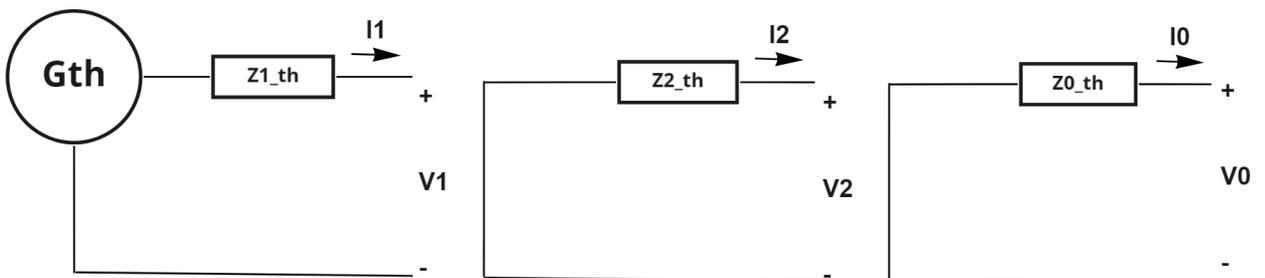


Figura 3.3: Simplificación de los circuitos en componentes simétricas a partir de sus equivalentes de Thévenin vistos desde el punto de la falla.

Luego de obtener esta simplificación es necesario conectar estas mallas de manera correcta considerando el tipo de falla que corresponda, así entonces:

- Para una falla monofásica a tierra se conectan las tres mallas en serie.
- Para una falla bifásica a tierra se conectan las tres mallas en paralelo.
- Para una falla trifásica se cortocircuitan cada una de las mallas.

Considerando el tipo de conexión entonces es simple calcular tanto las corrientes como los voltajes en el punto de la falla, y bastaría con utilizar la ley de Ohm para calcular los voltajes de cada barra, y corrientes en cada línea en sus componentes de secuencia y con estos, a través de la transformada de Fortescue inversa calcular las corrientes y voltajes en cada una de las fases.

Ya obtenidos los valores de voltaje y corriente en cada uno de los puntos necesarios se debe calcular la impedancia vista desde cada una de las protecciones esto se consigue dividiendo el voltaje de la barra entre la corriente que sale de la misma a través de la línea de transmisión correspondiente.

Teniendo todas las impedancias medidas por cada relé ante cada falla se escogen como parámetros  $Z_r$  y  $\theta$  de las zonas 2 de cada protección al módulo y ángulo de la menor impedancia vista a un 120 % del largo de la línea respectiva de cada protección, es decir, a la menor impedancia vista ante una falla en el 20 % de la(s) línea(s) siguiente(s) a la línea de transmisión donde está el relé.

### 3.4. Formulación del problema de optimización

Con el objetivo de automatizar el proceso de búsqueda de los parámetros que definirán la zona 2 de todos los relés de un SEP, se propone encontrarlos a través de la resolución de un problema de optimización. Para esto es necesario definir claramente el vector de optimización, la función objetivo y las restricciones de la optimización, especificando cada uno de los parámetros y variables utilizados en estos.

#### Vector de optimización

El vector de optimización se forma a partir de las variables que definen la zona 2 de las protecciones de distancia del sistema presentado en la Figura 3.1, es decir:

$$X = [Z_{p_1}, \theta_{p_1}, Z_{p_2}, \theta_{p_2}, \dots, Z_{p_{10}}, \theta_{p_{10}}] \quad (3.2)$$

Se descarta utilizar el tiempo como una variable que pudiese definir la zona 2 de una protección por lo dicho en el capítulo 2.1.4, en el apartado “**Problemas en la coordinación de la zona 2 de protecciones de distancia**”.

## Caracterización de la zona de operación

Considerando lo visto en el marco teórico una protección de distancia se activa en zona 2 únicamente en el momento que la impedancia medida por ella cae dentro del área del plano R-X que delimita esta zona en concreto, entonces el tiempo de operación  $t_{op}$  de la protección de zona 2 queda determinado matemáticamente de la siguiente manera:

$$t_{op} = \begin{cases} t_{z_2} = cte & \text{si } Z_{med} \in Z_2 \\ \infty & \text{si } Z_{med} \notin Z_2 \end{cases} \quad (3.3)$$

En esta función se observa que el tiempo de apertura depende de la pertenencia de la impedancia medida ( $Z_{med} = R_{med} + jX_{med}$ ) a el conjunto  $Z_2$  determinado por la función característica del tipo de ajuste de a protección, en este caso como se utiliza el tipo de ajuste de admitancia la formulación hecha en (3.3) es equivalente a:

$$t_{op} = \begin{cases} t_{z_2} & \text{si } (R_{med} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{med} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 \leq (\frac{1}{2}Z_r)^2 \\ \infty & \text{si } (R_{med} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{med} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 > (\frac{1}{2}Z_r)^2 \end{cases} \quad (3.4)$$

Lo que también es equivalente al considerar que  $t_{z_2} = cte$  a la siguiente formulación para el accionamiento de la protección:

$$Apertura = \begin{cases} si & \text{cuando } (R_{med} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{med} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 \leq (\frac{1}{2}Z_r)^2 \\ no & \text{cuando } (R_{med} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{med} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 > (\frac{1}{2}Z_r)^2 \end{cases} \quad (3.5)$$

Donde si se representa la apertura con un 1 y la no apertura como un 0 se transforma en una función binaria representada por:

$$Bin_r(Z_{med}) = \begin{cases} 1 & \text{cuando } (R_{med} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{med} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 \leq (\frac{1}{2}Z_r)^2 \\ 0 & \text{cuando } (R_{med} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{med} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 > (\frac{1}{2}Z_r)^2 \end{cases} \quad (3.6)$$

Esta función binaria puede ser aproximada con una función sigmoide como la que sigue:

$$F_r(R_i + jX_i) = 1 - \frac{1}{1 + e^{-m((R_i - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_i - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 - (\frac{1}{2}Z_r)^2)}} \quad (3.7)$$

Esta función cumple con ser continua y derivable en todo el dominio de los complejos, esto ayuda a que el problema de optimización no lineal no llegue a ser uno con variables enteras que harían más compleja la búsqueda de un óptimo.

La función de la ecuación (3.7) está hecha para cada relé e indica la pertenencia de una impedancia  $R_i + jX_i$  a la zona 2 de este, esto deduce que existe una zona 2 fija y se utilizan las impedancias de las fallas como variables, para poder optimizar utilizando las impedancias de las fallas como fijas y los parámetros que definen la zona 2 como variables se invierten las dependencias, quedando una función como la siguiente:

$$F_{r,i}(Z_r, \theta_r) = 1 - \frac{1}{1 + e^{-m((R_i - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_i - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 - (\frac{1}{2}Z_r)^2)}} \quad (3.8)$$

Donde:

- $F_{r,i}$ : Es una función definida para cada impedancia medida por el relé  $r$  ante una falla  $i$  e igual a  $Z_i = R_i + jX_i$ .
- $(Z_r, \theta_r)$ : Son las variables que definen la zona 2 del relé  $r$ .
- $m$ : Variable que indica que tan empinada es la función, se toma lo suficientemente grande para simular lo mejor posible el comportamiento binario del resultado de esta función, durante este trabajo se utiliza  $m = 10000$ .

## Función objetivo

Con el fin de lograr minimizar para todas las protecciones los falsos positivos que detecta su zona 2 a la vez que maximiza la cantidad de fallas que puede identificar correctamente se propone la siguiente función objetivo:

$$\min \sum_r (\sum_i \alpha_i \cdot F_{r,i}(Z_r, \theta_r) - \lambda \sum_j \alpha_j \cdot F_{r,j}(Z_r, \theta_r)) \quad (3.9)$$

Donde:

- $\sum_r$ : suma sobre todos los relés  $r$ .
- $\sum_i$ : Suma sobre todas las fallas  $i$  que no deberían ser consideradas sobre la zona 2 del relé  $r$ .
- $\sum_j$ : Suma sobre todas las fallas  $j$  que deberían ser consideradas sobre la zona 2 del relé  $r$ .
- $\alpha_i, \alpha_j$ : Factores que indican la importancia dentro de la optimización que tiene la falla  $i$  o la falla  $j$ , tiene dependencia de el tipo de topología, impedancia de la línea y por el tipo de cortocircuito.
- $\lambda \geq 0$ : Factor de optimización multi-objetivo que indica que la importancia que tienen la cantidad de fallas correctamente despejadas sobre los falsos positivos.
- $F_{r,i}(Z_r, \theta_r)$ : La función de caracterización explicada anteriormente.

Para la elección de las fallas que se deberían o no considerar dentro de la zona 2, estas se clasifican dependiendo de su ubicación utilizando el siguiente criterio.

- **Fallas que deberían ser consideradas en la zona 2**: Son todas las fallas ocurridas en la línea donde está la protección, además se agregan las fallas ocurridas dentro de un porcentaje de tolerancia ( $tol\%$ ) de la línea más corta entre las siguientes en la dirección en que mide la protección.
- **Fallas que no deberían ser consideradas en la zona 2**: Son todas las fallas ocurridas fuera de la línea donde está la protección, exceptuando las ocurridas dentro del porcentaje de tolerancia ( $tol\%$ ) de las líneas siguientes.

Como ejemplo, se pueden ver en la Figura 3.4 cuales serían los lugares físicos de las líneas donde deberían ocurrir las fallas que deberían estar o no estar idealmente en la zona 2 de la protección P1.

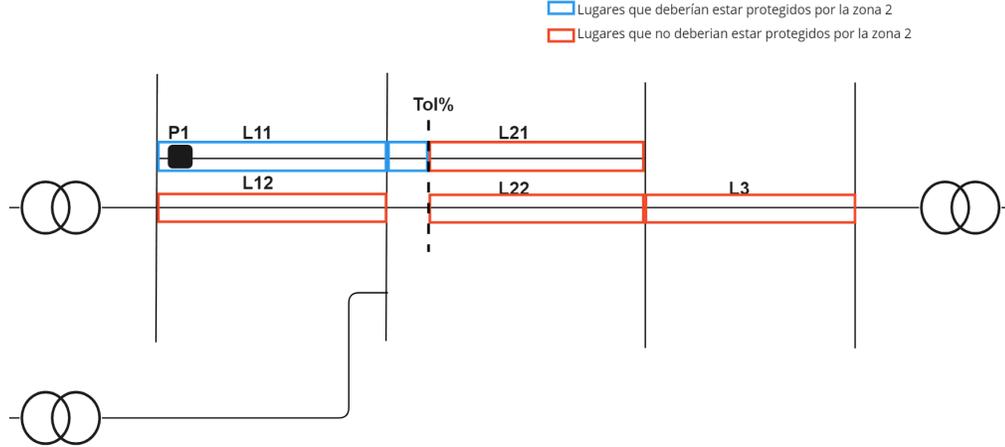


Figura 3.4: Alcance de la zona 2 ideal de la protección **P1** considerando una tolerancia del  $tol\%$ .

## Restricciones

Las restricciones del problema vienen dados por lo visto en el capítulo 2.1.3 del marco teórico sobre las impedancias mínimas y máximas que deben ser detectadas por la zona 2 de algún relé, es decir, para una zona 2 determinada por  $(Z_r, \theta_r)$ :

$$(R_{min} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{min} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 \leq (\frac{1}{2}Z_r)^2 \quad (3.10)$$

$$(R_{max} - \frac{1}{2}Z_r \cos(\theta_r))^2 + (X_{max} - \frac{1}{2}Z_r \sin(\theta_r))^2 \geq (\frac{1}{2}Z_r)^2 \quad (3.11)$$

Donde:

- $Z_{min} = R_{min} + jX_{min}$  es la impedancia de la falla que debe ser despejada si o si por la zona 2 de la protección de distancia, corresponde a una falla en el extremo de la línea donde está la protección, en el caso de existir una tolerancia  $tol > 0\%$  corresponde a una falla franca a tierra ubicada en el  $tol\%$  de la línea más corta de entre las que siguen a la línea donde está la protección.
- $Z_{max} = R_{max} + jX_{max}$  es la impedancia de la falla que no debe ser despejada por la zona 2 de la protección de distancia, corresponde a una falla en el 50% de la línea más corta de entre las que siguen a la línea donde está la protección.

También hay restricciones lineales que vienen de la definición de  $Z_r$  y  $\theta_r$ , donde para cada relé r:

$$0 \leq Z_r \quad (3.12)$$

$$0^\circ \leq \theta_r < 360^\circ \quad (3.13)$$

### 3.5. Extracción de datos

La extracción de datos se hace directamente en Python utilizando las librerías *powerfactory* y *Pandas* siguiendo los siguientes pasos:

- En primera instancia se crea un objeto *DataFrame* con múltiples índices donde se indica la ubicación, el tipo y la impedancia de falla que caracterizan a cada falla a simular.
- Luego se procede a recorrer todos los índices del objeto *DataFrame* y simular cada falla indicada en ellos.
- Después de cada simulación de cada falla se recorren todos los objetos de *powerfactory* correspondientes a las protecciones de distancia del sistema, de estas se toman los cálculos de las impedancias en cada fase a, b y c hechos internamente por el objeto y de estas se extrae la impedancia que sea menor en módulo a las otras 2.
- La impedancia extraída para cada relé ante una falla en específico se guarda en el *DataFrame* como una tupla  $[Z, \theta]$ .

Con esto el *Dataframe* quedaría ordenado como se muestra en el ejemplo de la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Ejemplo de cómo quedaría guardado en un *DataFrame* las impedancias medidas ante una falla trifásica ocurrida en la línea L11, a un largo del 50 % de la línea y con una impedancia de falla igual a  $Z_f = 10 + j50$ .

Línea	Largo	Tipo	$R_f$	$X_f$	<b>P1</b>	<b>P2</b>	...
L11	50 %	Trifásico	10	50	$[Z_1, \theta_1]$	$[Z_2, \theta_2]$	...

### 3.6. Casos de estudio

Para realizar la optimización se simulan la mayor cantidad de fallas dentro de las líneas de transmisión de la red base. Estas fallas cumplen:

- Se simulan fallas en todas las líneas de transmisión.
- La ubicación de las fallas es cada 10 % de la línea, es decir al 0 %, 10 %, 20 %, ..., 100 % del largo de cada línea.
- Se simulan fallas de tres tipos: (1) fallas monofásicas a tierra, (2) fallas bifásicas a tierra y (3) fallas trifásicas.
- La impedancia de falla varía entre  $0[\Omega]$  y  $50[\Omega]$  puramente resistiva aumentando cada vez  $10[\Omega]$ .

Con los datos de las impedancias vistas por cada protección recopilados con estas simulaciones se utiliza el problema de optimización formulado anteriormente para encontrar la ubicación óptima para la zona 2 de cada protección del sistema. Para esto se optimiza sobre escenarios donde se cambia la variable  $\lambda$  y el porcentaje de tolerancia (*tol* %) de la siguiente manera:

- $\lambda = 0$ : Escenario donde sólo se busca evitar la detección de fallas que no deberían estar dentro de la zona 2.
- $\lambda = \infty$ : Escenario donde sólo se busca que la zona 2 logre despejar todas las fallas que deberían estar dentro de la zona 2 idealmente<sup>4</sup>.
- $\lambda = 1$ : Escenario donde se le da la misma importancia a despejar las fallas que idealmente deberían ser despejadas por la protección en zona 2 y a evitar las fallas que no deberían estar en la misma.
- $tol \% = 0 \%$ : Las fallas que se desea despejar son únicamente las fallas de la línea en que está cada protección.
- $tol \% = 20 \%$ : Se desea despejar fallas ocurridas hasta en un 20 % de la línea más corta dentro de las que siguen a la línea de la protección en la dirección en que mira la protección.

Obtenidas las variables que definen la zona 2 óptima de cada protección en cada escenario se grafican junto con las fallas para comprobar si cumplen con cada escenario indicado anteriormente.

En la Figura 3.5 se muestra gráficamente los pasos detallados en este capítulo.

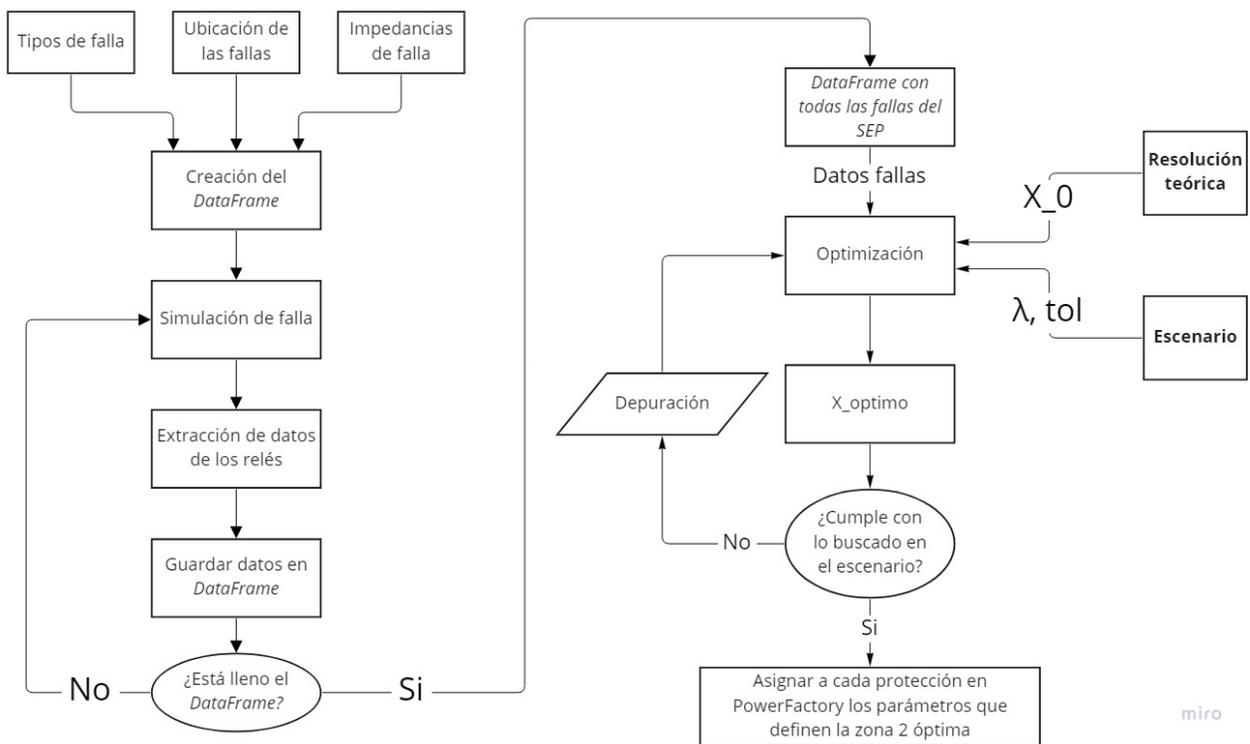


Figura 3.5: Mapa conceptual de la metodología de este trabajo

<sup>4</sup> Para lograr este valor en *Python* que multiplica por 0 el primer sumando de (3.9)

# Capítulo 4

## Resultados y análisis

### 4.1. Resolución teórica

Luego de resolver los circuitos y encontrar las impedancias vistas por cada relé para cada falla se escogen los siguientes parámetros para identificar las zonas 2 de cada protección:

Tabla 4.1: Tabla con los parámetros que identifican la zona 2 de cada relé de manera teórica.

Protección	$Z_r$ [ $\Omega$ ]	$\theta$ [ $^\circ$ ]
P1	129.1059	80.72
P2	54.333	83.29
P3	141.1305	76.96
P4	59.3903	79.53
P5	101.6681	79.54
P6	153.2559	79.66
P7	108.0269	77.85
P8	162.8414	77.98
P9	46.023	83.27
P10	63.0375	81.98

Donde se escoge para las protecciones **P2**, **P4** y **P9** una impedancia igual a 1.2 veces la impedancia de la línea en que están, esto debido que protegen sólo a una línea de transmisión por lo que no existe línea a la que hagan respaldo del 20 % extra.

## 4.2. Resultados optimización

Utilizando los datos de la Tabla 4.1 como punto inicial ( $x_0$ ) se obtienen los parámetros que definen la zona 2 óptima de todas las protecciones del SEP para cada escenario visto en la sección 3.6, los cuales se presentan en las Tablas 4.2 y 4.3.

Tabla 4.2: Tabla con los parámetros que identifican la zona 2 óptima de cada relé en los 2 primeros escenarios.

Protección	Escenario: $\lambda = 1, tol = 0\%$		Escenario: $\lambda = 0, , tol = 0\%$	
	$Z_r$ [ohm]	$\theta$ [°]	$Z_r$ [ohm]	$\theta$ [°]
R1	105.07	18.82	85.24	141.27
R2	132.1	14.09	58.93	82.53
R3	80.69	27.39	51.42	63.61
R4	156.22	12.89	66.72	37.4
R5	151.72	23.67	98.0	51.06
R6	187.32	21.03	112.23	81.32
R7	166.2	20.8	104.46	49.12
R8	167.02	20.69	94.51	54.19
R9	463.53	0.02	490.22	0.0
R10	94.42	17.19	43.03	111.63

Tabla 4.3: Tabla con los parámetros que identifican la zona 2 óptima de cada relé en los 2 últimos escenarios.

Protección	Escenario: $\lambda = \infty, , tol = 0\%$		Escenario: $\lambda = 1, , tol = 20\%$	
	$Z_r$ [ohm]	$\theta$ [°]	$Z_r$ [ohm]	$\theta$ [°]
R1	295.78	38.12	129.79	74.84
R2	318.97	2.04	148.26	11.07
R3	490.04	7.32	160.74	48.92
R4	289.43	0.18	156.49	8.22
R5	336.57	11.65	158.71	29.84
R6	1248.82	0.0	231.23	35.75
R7	533.91	2.9	164.96	29.34
R8	628.5	10.0	245.95	29.5
R9	366.95	0.55	490.18	0.0
R10	273.52	2.27	105.05	28.84

Se observa en estos resultados que las restricciones lineales impuestas en 3.12 y en 3.13 son cumplidas a cabalidad, lo que da muestras de que el problema no diverge al utilizar el punto inicial descrito anteriormente en ninguna de las optimizaciones.

### 4.3. Comparación gráfica

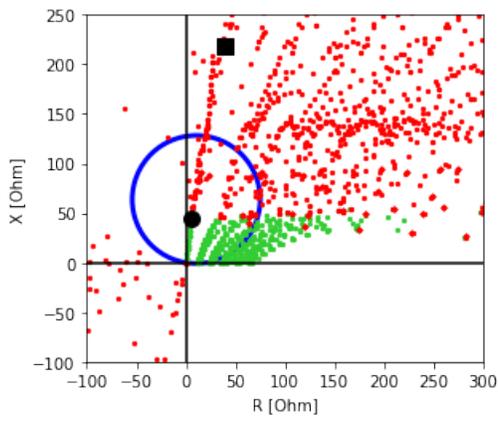
Al graficar los resultados obtenidos se puede hacer una comparación entre lo encontrado a partir de la teoría y lo obtenido al optimizar en cada uno de los escenarios. Las comparaciones a continuación se muestra para las protecciones **P1**, **P2**, **P9** y **P10** ya que para las demás protecciones se tienen comportamientos parecidos que harían el análisis redundante (la comparación de los resultados de las demás protecciones se pueden encontrar en el Anexo A).

#### P1:

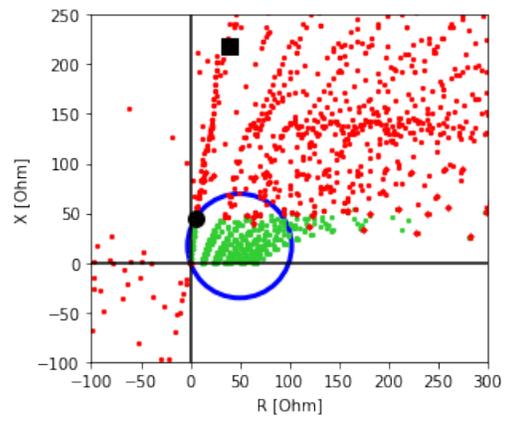
En la Figura 4.1 se observan los distintos resultados obtenidos para la protección **P1** donde se aprecia que en el escenario donde  $\lambda = 0$  el círculo que representa a la zona 2 de la protección se hace lo suficientemente pequeño y gira para evitar la mayor cantidad de impedancias de fallas que no se desea detectar, pero a la vez también está evitando una gran cantidad de impedancias de fallas ante las que debería accionarse, es decir la protección pierde mucha sensibilidad. Por otro lado, lo contrario pasa en el escenario donde  $\lambda = \infty$  porque en este se engloban todas las fallas que se desean despejar, pero a la vez la zona 2 de esta protección detecta una gran cantidad de fallas ante las que no se desea accionar, por lo que la protección perdería toda la selectividad.

En cambio en el escenario donde  $\lambda = 1$  se produce una mejora en comparación a la resolución teórica ya que se aprecia que al rotar en sentido horario se logra detectar muchas más fallas dentro de la línea **L11** y deja de detectar de plano las fallas francas a tierra ocurridas en el 20% de la línea más corta que le sigue a la misma, igualmente se logra ver que existen fallas que en ambos casos son detectadas por la zona 2 de la protección.

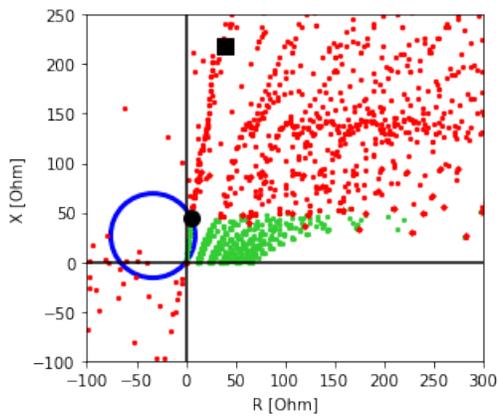
Cuando el escenario es donde  $tol = 20\%$  se obtiene un resultado bastante similar al encontrado teóricamente, lo que puede deberse a dos razones: (1) a que efectivamente el punto inicial encontrado teóricamente esté muy cercano al mínimo o (2) a que se haya encontrado un mínimo local/ punto silla del problema al mover impedancias entre los conjuntos que se desean y que no se desean en zona 2 de la protección.



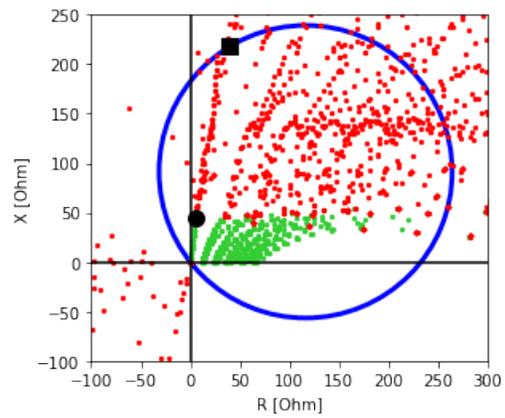
(a)  $X_0$



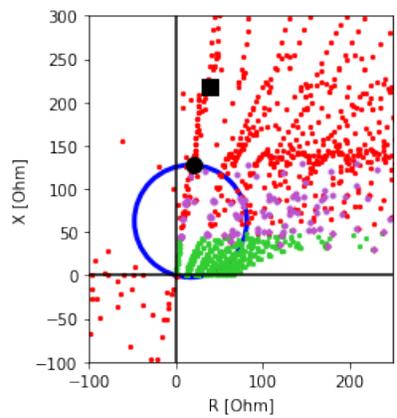
(b) Escenario:  $\lambda = 1$ ,  $tol = 0\%$



(c) Escenario:  $\lambda = 0$ ,  $tol = 0\%$



(d) Escenario:  $\lambda = \infty$ ,  $tol = 0\%$



(e) Escenario:  $\lambda = 1$ ,  $tol = 20\%$

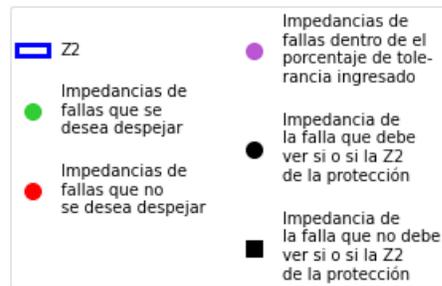


Figura 4.1: Zonas 2 de óptimas la protección **P1** para los distintos escenarios.

## **P2:**

En la Figura 4.2 se siguen los mismos patrones que en el caso de la protección **P1** cuando  $\lambda = \infty$  desplazándose el círculo que define la zona 2 en sentido horario para lograr detectar una mayor cantidad de fallas dentro de la línea **L11**. En cambio cuando  $\lambda = 0$  el círculo que representa la zona 2 de la protección no se mueve prácticamente del punto inicial aún cuando en este punto no se encuentra el mínimo<sup>5</sup>, este error al momento de optimizar se debe a la poca densidad de impedancias de fallas que no se desean despejar alrededor del punto inicial como se ve en la Figura 4.3 teniendo así un punto silla del que el algoritmo de optimización no logra salir.

Por otro lado en el escenario donde  $\lambda = 1$  y  $tol = 20\%$  se observa que no difiere mucho con respecto al escenario donde  $\lambda = 1$  y  $tol = 0\%$  ya que no existe diferencia entre los conjuntos de impedancias medidas ante fallas que se desean y que no se desean detectar por la zona 2 en ambos debido a que la protección **P4** mira hacia un extremo del SEP.

---

<sup>5</sup> Corroborado a partir de la función objetivo el punto  $(Z_{min}, \theta_{min})$  igual a el módulo y el ángulo de la falla mínima que debe ser despejada por la zona 2 (ver restricción no lineal mostrada en la ecuación (3.10)) se obtiene un valor menor en la función objetivo.

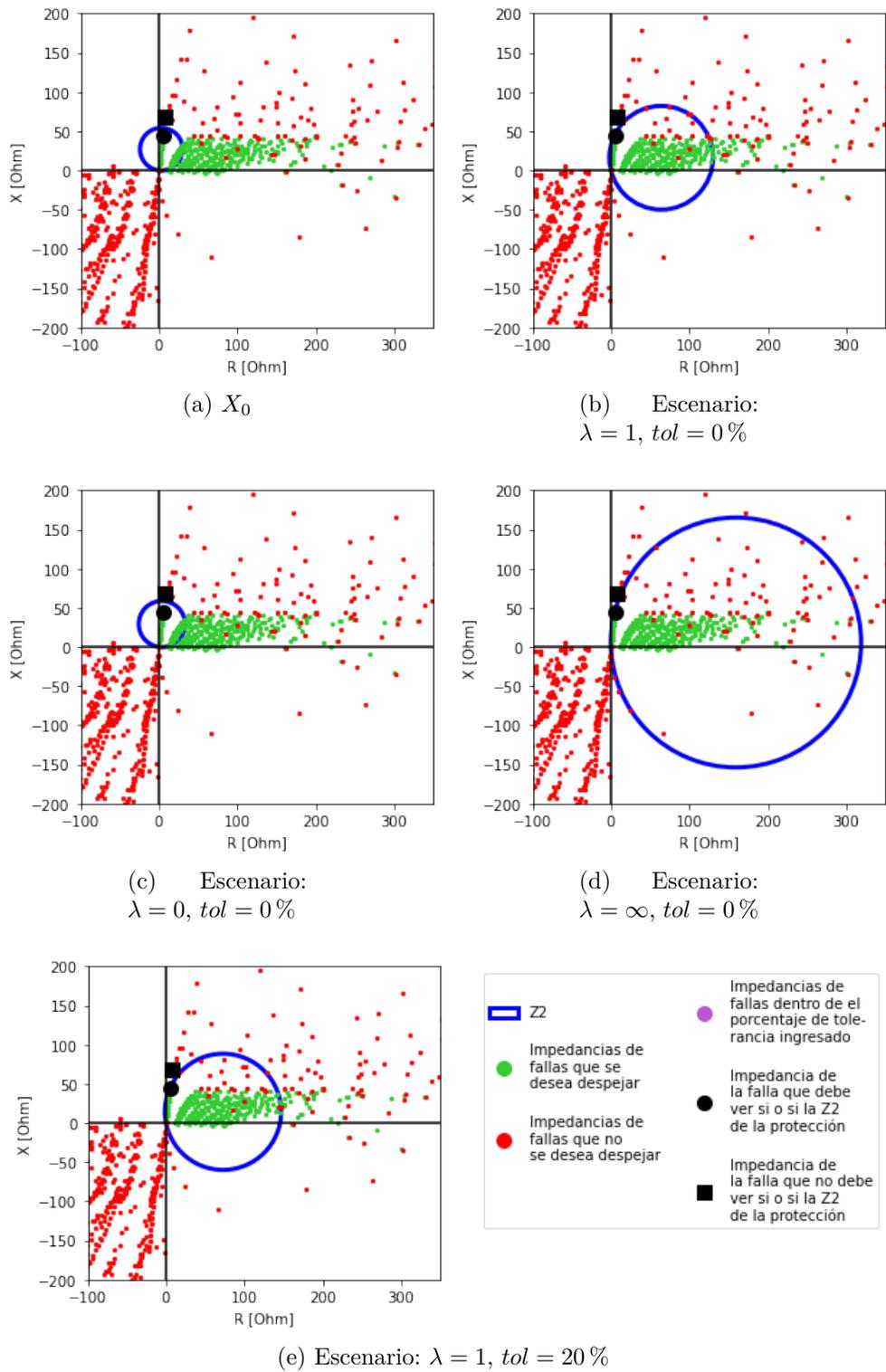


Figura 4.2: Zonas 2 óptimas de la protección P2 para los distintos escenarios.

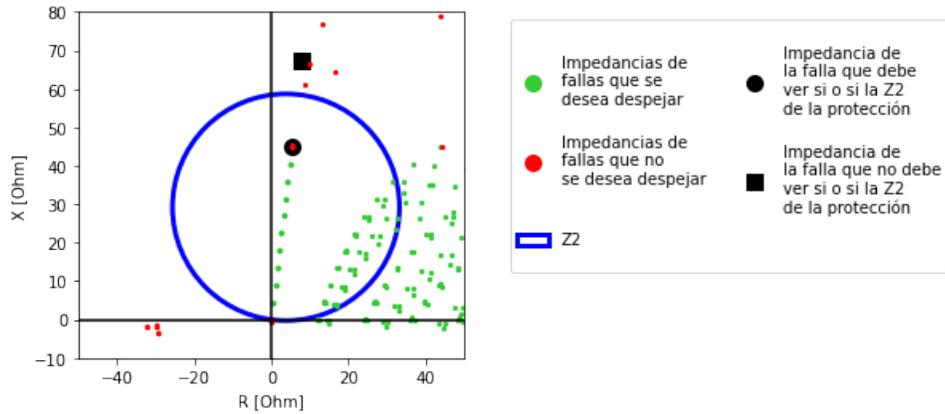


Figura 4.3: Zoom sobre la zona óptima para el escenario donde  $\lambda = 0$ ,  $tol = 0\%$  de la protección **P2** visto en la Figura 4.2.c.

### **P9:**

Al ser **P9** una protección que mira sólo hacia un extremo del SEP y que no existe una línea paralela a la línea donde está la protección, todas las impedancias de fallas fuera de esta serán medidas con corrientes inversa, y por ende se ubican en el tercer cuadrante del plano. Todo esto conlleva a que luego de cada optimización la zona 2 entregada sea muy grande y con ángulo cercano a 0, que es donde se encuentran las impedancias de las fallas que idealmente se deberían despejar con la zona 2.

Esto podría llevar a problemas si no está bien coordinada las zona 2 de esta protección con las protecciones dentro de la subestación generadora donde se ubica **G3** ya que **P9** podría detectar fallas en las que no debería dentro de estas en las que no debería interferir la protección de distancia.

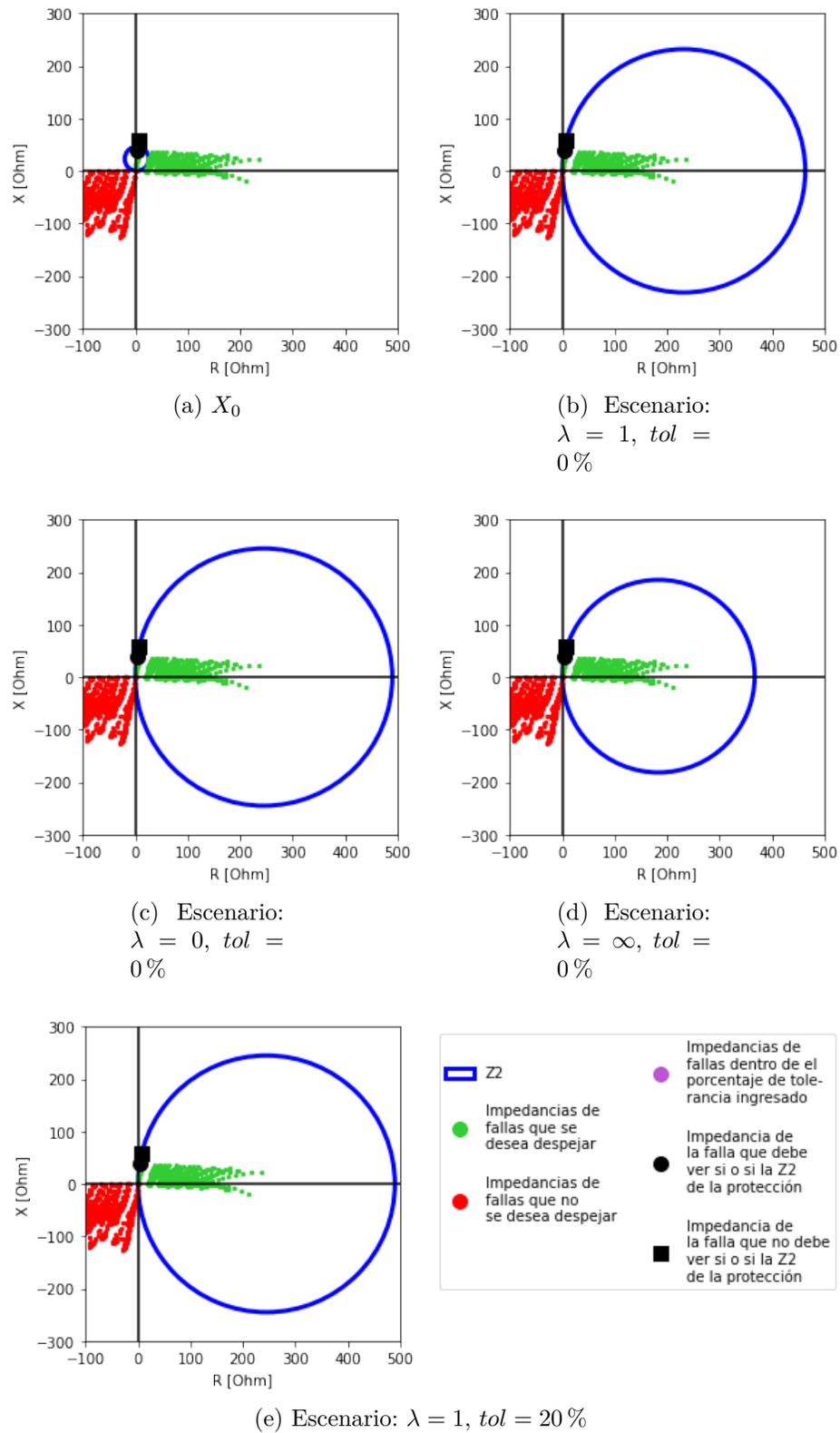


Figura 4.4: Zonas 2 óptimas de la protección P9 para los distintos escenarios.

**P10:**

Al ser **P10** una protección ubicada al extremo de SEP se aprecia claramente que ante cualquier falla en la líneas de transmisión las impedancias medidas se ubican en el primer cuadrante por lo que se ve aún más claro los patrones que se obtienen para las zonas 2 óptimas en cada uno de los escenarios.

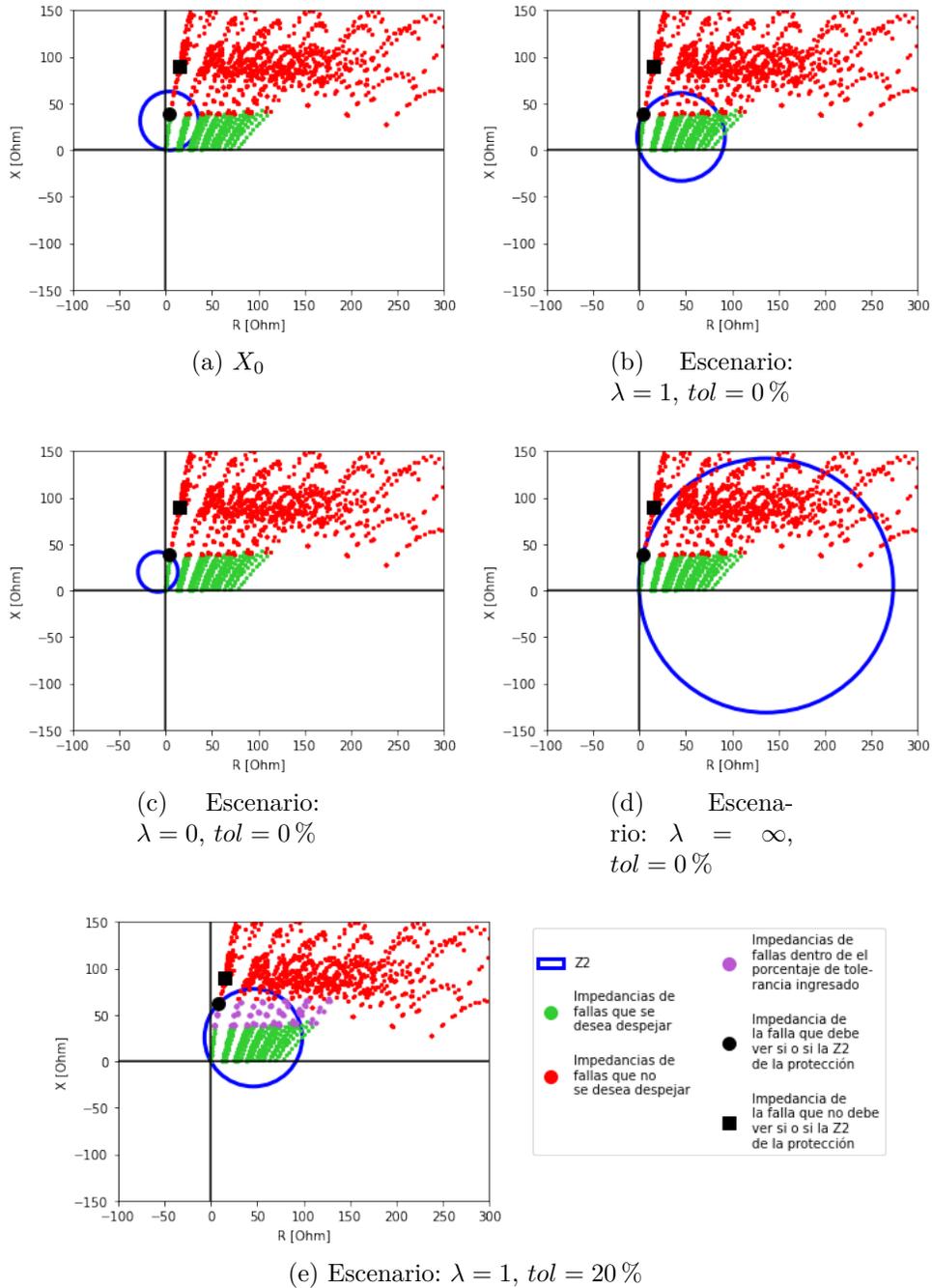


Figura 4.5: Zonas 2 óptimas de la protección P10 para los distintos escenarios.

## 4.4. Comparación cuantitativa

A partir de los resultados vistos gráficamente se recopila la cantidad de fallas correctamente detectadas y los falsos positivos en cada uno de los escenarios en las Tablas 4.4 y 4.5.

En estas tablas se observa el aumento de fallas correctamente detectadas por la zona 2 de cada protección en los casos donde  $\lambda = 1$  y  $\lambda = \infty$ , en este último escenario inclusive se llega a despejar la totalidad de fallas simuladas (396 en cada línea) en la mayoría de las protecciones.

También se aprecia que en el caso de los falsos positivos no existe una disminución para todas las protecciones en los distintos escenarios, con excepción del escenario donde  $\lambda = 0$ , pues aquí el único objetivo es evitar estos. Esto ocurre principalmente por que al aumentar el número de falsos positivos, se aumenta en mayor medida la cantidad de fallas correctamente detectadas por lo que el valor de la función objetivo se hace más pequeño.

Tabla 4.4: Tabla con la cantidad de fallas correctamente detectadas por cada protección en los escenarios estudiados.

Protección	N° de fallas correctamente detectadas				
	$X_0$	Escenario: $\lambda = 1$ <i>tol</i> = 0%	Escenario: $\lambda = 0$ <i>tol</i> = 0%	Escenario: $\lambda = \infty$ <i>tol</i> = 0%	Escenario: $\lambda = 1$ <i>tol</i> = 20%
R1	207	332	60	<b>394</b>	243
R2	102	342	106	<b>393</b>	353
R3	242	274	139	<b>396</b>	357
R4	106	353	198	<b>390</b>	353
R5	183	361	270	<b>396</b>	369
R6	218	357	162	<b>396</b>	370
R7	196	369	276	<b>396</b>	369
R8	235	348	211	<b>396</b>	373
R9	70	<b>396</b>	<b>396</b>	<b>396</b>	<b>396</b>
R10	144	366	60	<b>396</b>	387

Tabla 4.5: Tabla con la cantidad de falsos positivos detectados por la zona 2 de cada protección en los escenarios estudiados.

Protección	N° de falsos positivos				
	$X_0$	Escenario: $\lambda = 1$ <i>tol</i> = 0%	Escenario: $\lambda = 0$ <i>tol</i> = 0%	Escenario: $\lambda = \infty$ <i>tol</i> = 0%	Escenario: $\lambda = 1$ <i>tol</i> = 20%
R1	201	57	<b>4</b>	910	210
R2	<b>6</b>	22	<b>6</b>	82	23
R3	205	6	<b>0</b>	1112	282
R4	6	27	<b>0</b>	70	26
R5	18	46	<b>0</b>	434	100
R6	64	59	<b>15</b>	909	174
R7	24	59	<b>0</b>	494	98
R8	63	25	<b>0</b>	792	172
R9	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
R10	25	39	<b>0</b>	1166	119

# Capítulo 5

## Conclusión

En este documento se busca una automatización del proceso de búsqueda de los parámetros que definan la zona 2 de una protección de distancia. Para esto se formula un problema de optimización no lineal multi-objetivo donde se busca la minimización de la cantidad de fallas erróneamente detectadas, a la vez que se busca maximizar la cantidad de fallas ante las cuales puede dar respaldo de manera correcta la zona 2 de las protecciones de distancia de un sistema eléctrico de potencia modelado en *PowerFactory*, junto la posterior confección de un código en lenguaje *Python* donde se logre la extracción de datos a través de simulaciones hechas en el mismo sistema modelado, para luego implementar sobre estos el problema de optimización antes mencionado. Durante el desarrollo del código se lograron obtener las conclusiones que se ven a continuación.

Para lograr correctos desempeños de la optimización realizada es indispensable tener una base de datos lo más completa posible ya que si no se tienen una cantidad aceptable de datos es mucho más fácil que el algoritmo de optimización encuentre puntos silla de los que no pueda salir, entregando así un resultado no óptimo.

Igualmente el tener una base de datos demasiado grande puede llevar a que el tiempo de ejecución del código sea inviable por lo que si bien es aconsejable que la base de datos sea lo más completa, tampoco es bueno sobrecargar con datos al código.

La búsqueda de un buen punto inicial para la optimización es demasiado relevante para la obtención de resultados, ya que dada la naturaleza no-lineal del problema se pueden encontrar muchos mínimos locales o puntos silla donde el optimizador podría entregar un resultado no óptimo.

Aún con la búsqueda óptima de los parámetros que definen la zona 2 es imposible llegar a tener sensibilidad y selectividad máxima (por lo menos utilizando únicamente protecciones con tipo de ajuste de admitancia), por lo que estas características se deben tener siempre en una balanza dependiendo del contexto del problema.

## Trabajo futuro

Si bien se logra con el trabajo realizado una automatización de la búsqueda de la zona 2 óptima para las protecciones de distancia de tipo admitancia se debe extender esto a los tipos de ajustes de reactancia, impedancia e inclusive se abre la posibilidad para escoger combinaciones de estos tipos de ajuste y así formar distintas figuras en el plano X-R que puedan encerrar de mejor manera las fallas ocurridas dentro del rango que se requiera.

También uno de los puntos a mejorar es la asignación del peso a cada falla ( $\alpha_{i,j}$ ), donde se debe estudiar qué otros factores afectan a este y qué efectos tiene su cambio en la optimización.

Luego de esto sería necesario lograr una cuantificación de los tipos de escenarios que se pueden obtener, es decir que a partir de un paquete de características que se quieran dar a las zonas 2 de las protecciones de un sistema se puedan lograr encontrar las variables que hagan que el código creado logre cumplirlas.

Otro paso lógico sería el extrapolar el problema resuelto en este trabajo y lograr integrar a la zona 1 y zona 3 de las protecciones de distancia. Inclusive se podría llegar a pensar en integrar otros tipos de protecciones como las de sobrecorriente o las diferenciales.

# Anexo A

## Resultados optimización

Se presentan a continuación las figuras de las zonas 2 óptimas encontradas para las proyecciones **P3**, **P4**, **P5**, **P6**, **P7** y **P8** en cada escenario.

# P3

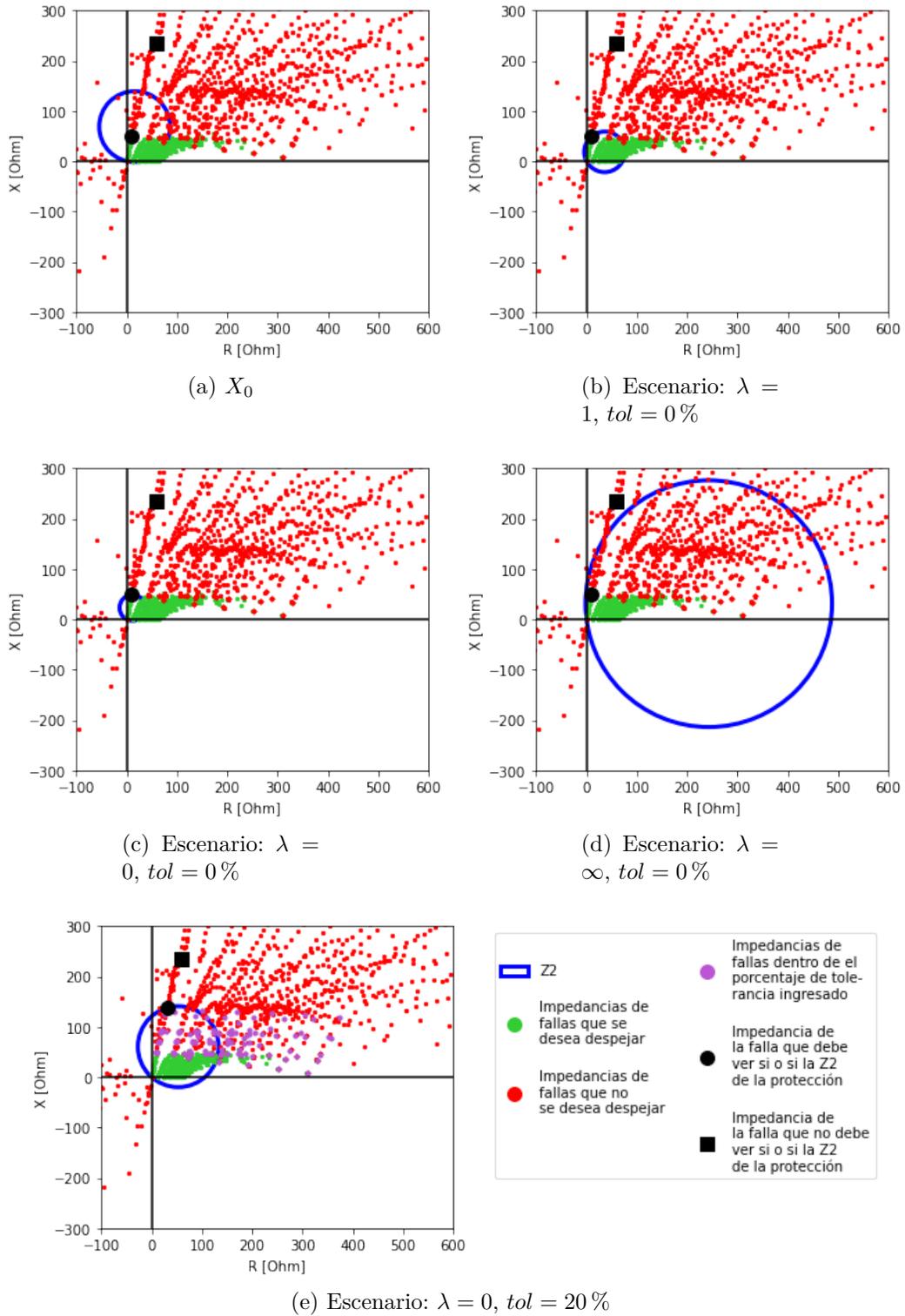


Figura A.1: Zonas 2 óptimas de la protección P3 para los distintos escenarios.

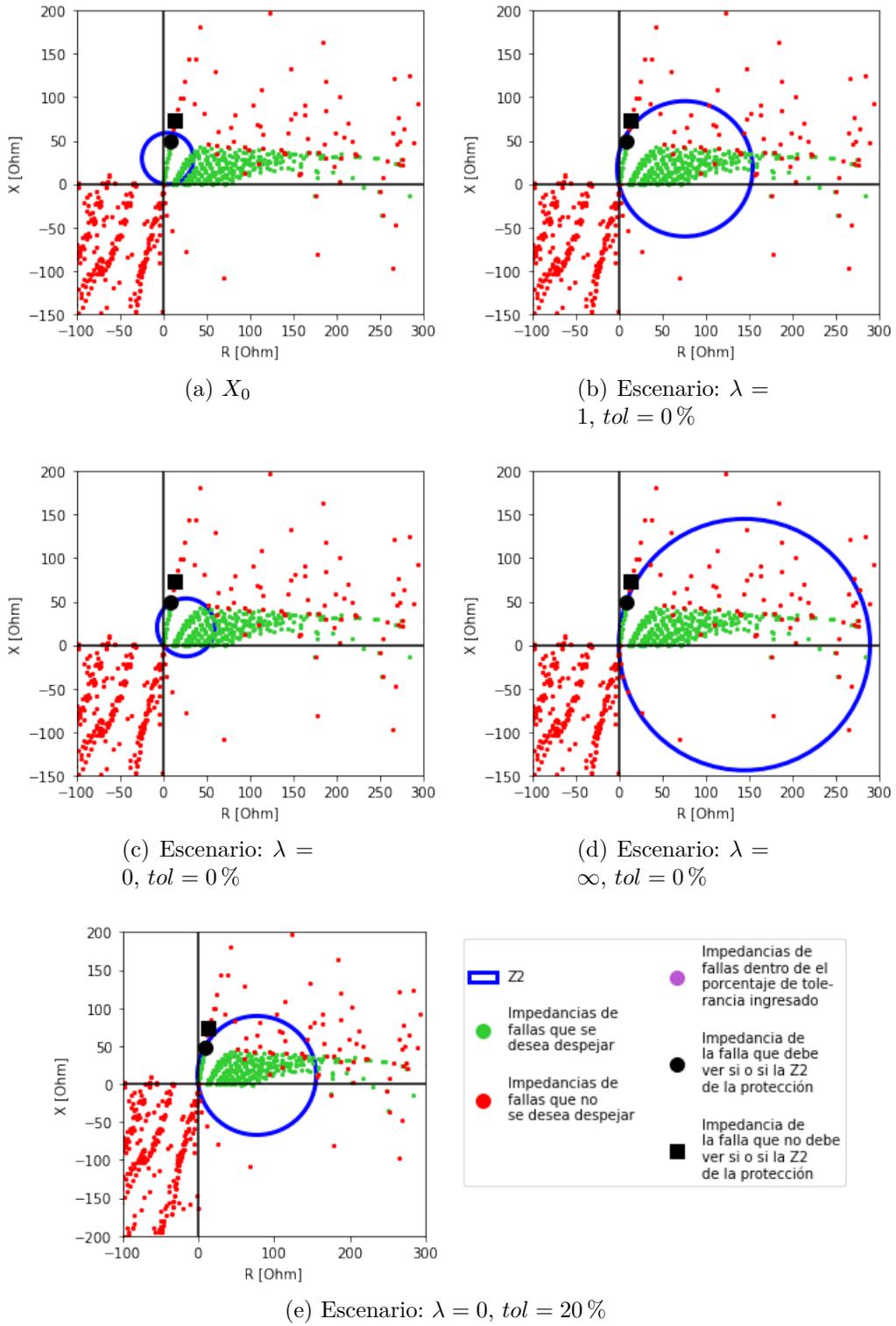


Figura A.2: Zonas 2 óptimas para de la protección P4 los distintos escenarios.

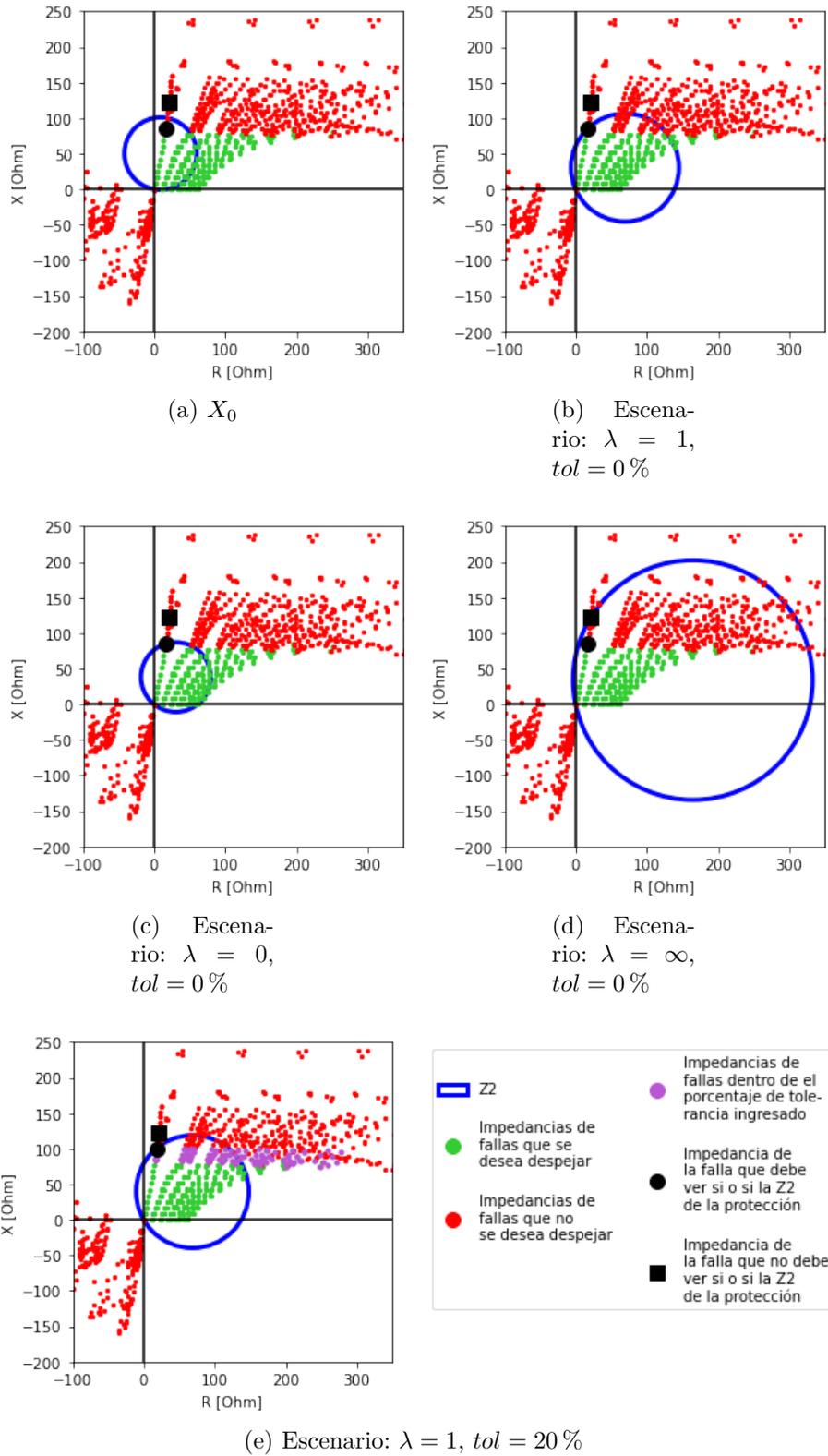


Figura A.3: Zonas 2 óptimas de la protección P5 para los distintos escenarios.

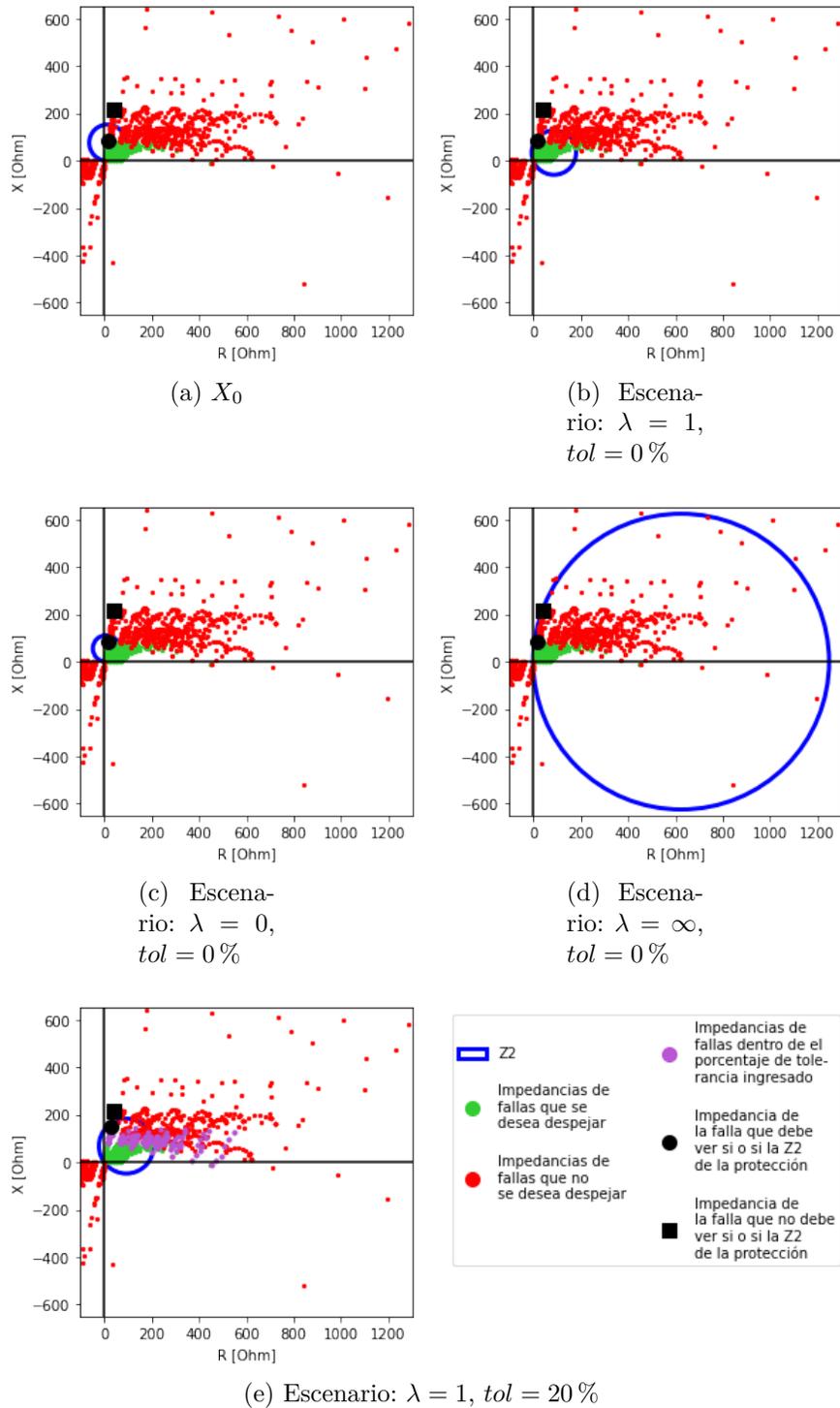


Figura A.4: Zonas 2 óptimas de la protección P6 para los distintos escenarios.

## Zoom a P6

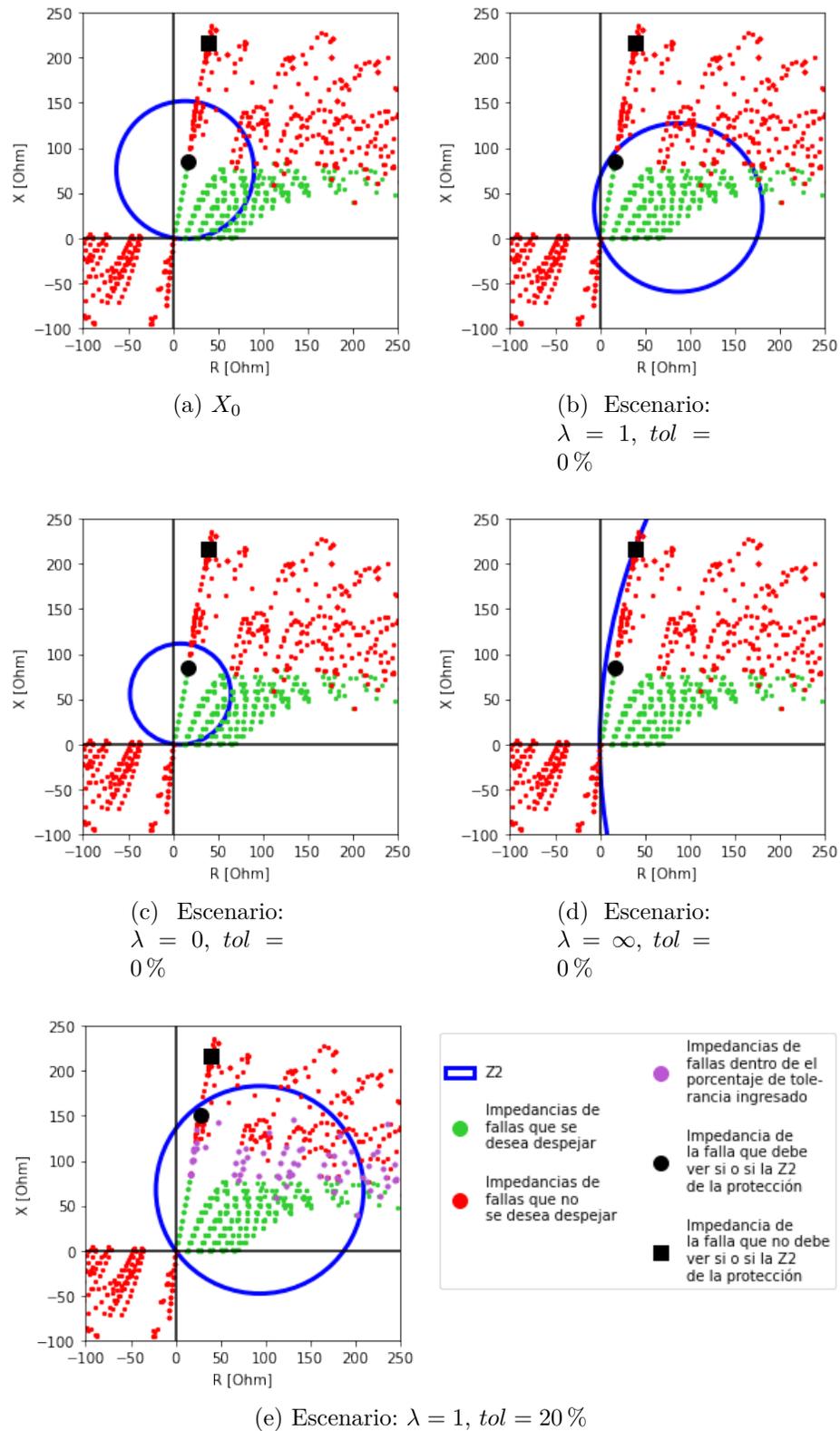


Figura A.5: Zoom a las zonas 2 óptimas de la protección P6 para los distintos escenarios.

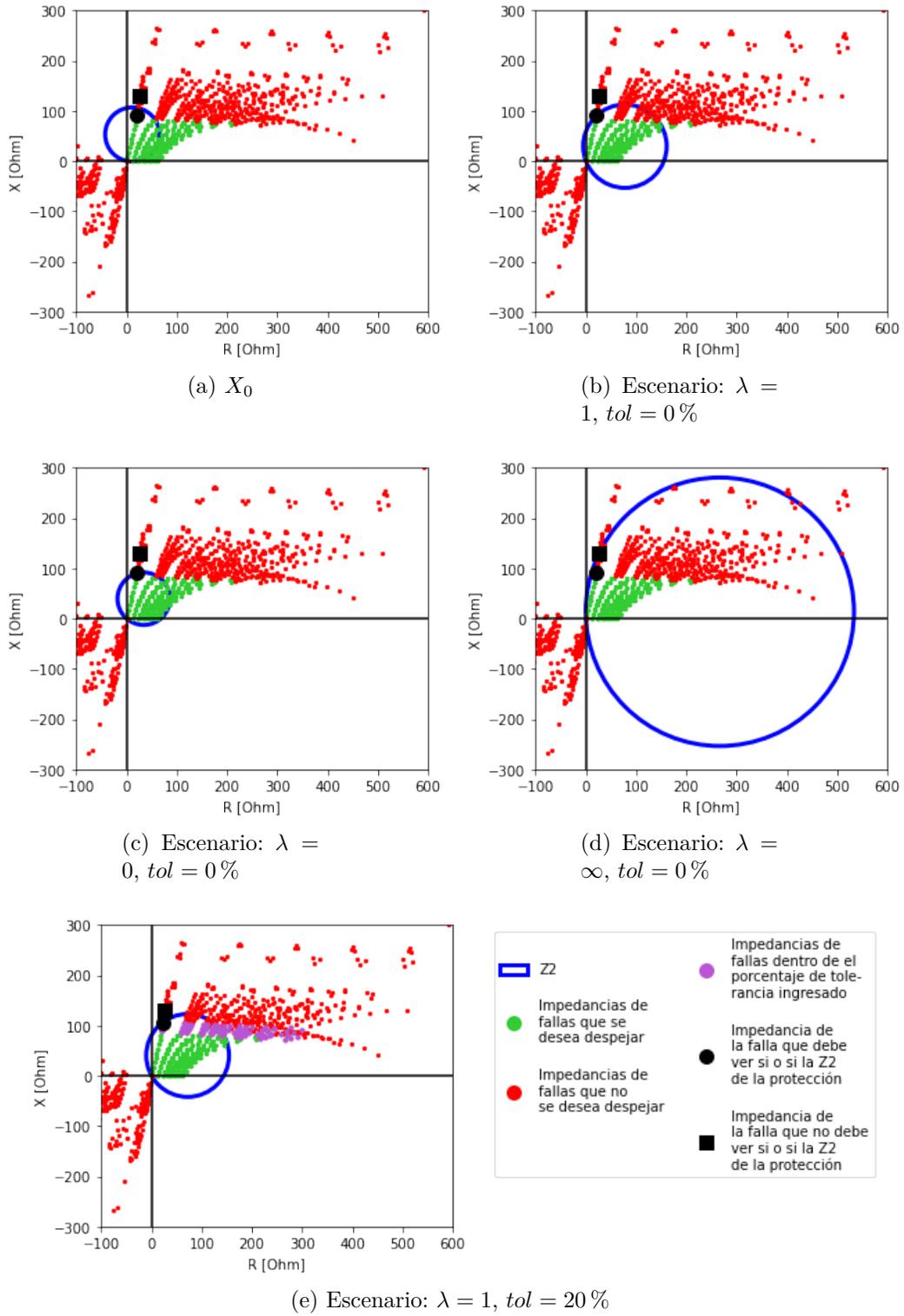


Figura A.6: Zonas 2 óptimas de la protección P7 para los distintos escenarios.

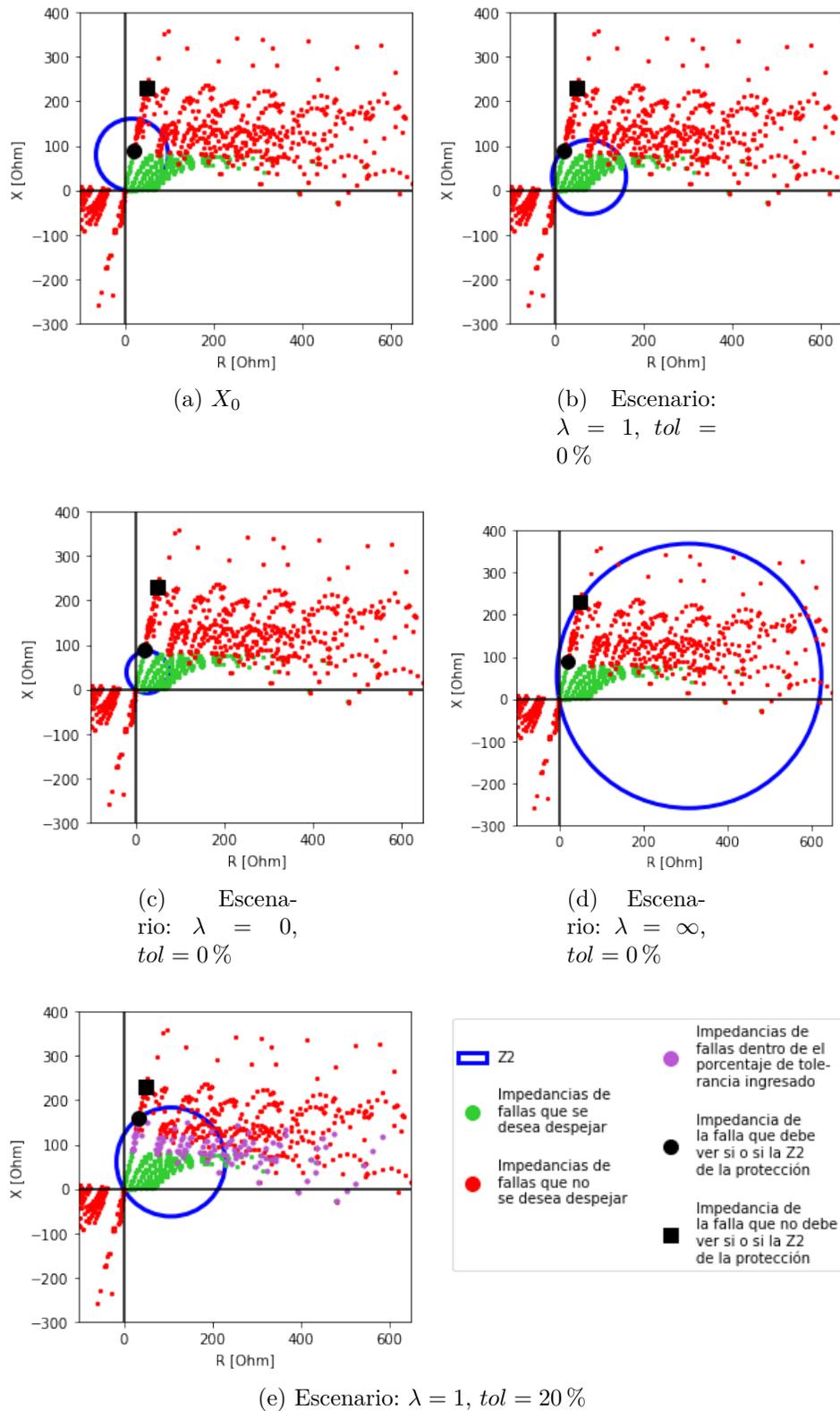


Figura A.7: Zonas 2 óptimas de la protección P8 para los distintos escenarios.

# Bibliografía

- [1] F. Pérez, “Coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia mediante formulación de problema de optimización,” 2021.
- [2] C. R. Mason, *The art & science of protective Relaying*. GE Grid Solutions, 1956.
- [3] “Anexo técnico: Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión,” 2020. Anexo técnico de las normas de seguridad y calidad de servicio.
- [4] Y. Castillo Rivera and F. Pérez Yauli, “Estudio de Coordinación de Protecciones en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión de la Línea Vicentina – Santa Rosa 138 kV,” *Journal of Science and Research*, vol. 3, pp. 17–25, 2018.
- [5] Elecnor, “Estudio de Coordinación y ajuste de protecciones Parque Eólico Cerro Tigre,” 2020.
- [6] A. Chavez, J. Guardado, D. Sebastian, and E. Melgoza, “Distance protection coordination using search methods,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 6, no. 1, pp. 51–58, 2008.
- [7] J. Sadeh, V. Aminotojari, and M. Bashir, “Optimal coordination of overcurrent and distance relays with hybrid genetic algorithm,” *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC.EU 2011 - Conference Proceedings*, pp. 1–5, 2011.
- [8] J. Amaya, “Optimización para estudiantes de ingeniería,” 2018.
- [9] *Numpy user guide*, release 1.11.0 ed., 2016.
- [10] *SciPy user guide*, release 1.8.0 ed., 2022.