



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

**SISTEMA DE PROTECCIÓN ADAPTATIVO PARA MICRO-REDES
BASADO EN OPTIMIZACIÓN ROBUSTA**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA**

OSCAR FERNANDO NÚÑEZ MATA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
DORIS SÁEZ HUEICHAPAN
LUIS VARGAS DÍAZ
DANIEL OLIVARES QUERO
GUSTAVO VALVERDE MORA

ESTE TRABAJO DE TESIS HA SIDO FINANCIADO POR:
COMISIÓN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA DE CHILE
UNIVERSIDAD DE COSTA RICA

SANTIAGO DE CHILE
2018

SUMMARY OF THE THESIS TO OBTAIN THE DEGREE OF:

Doctor in Electrical Engineering

BY: Oscar Fernando Núñez Mata

DATE: 11/06/2018

ACADEMIC ADVISOR: Dr. Rodrigo Palma Behnke

ADAPTIVE PROTECTION SYSTEM FOR MICROGRIDS BASED ON ROBUST
OPTIMIZATION

Microgrids are emerging as a key component of the future power grid, representing a combination of information and communication technologies together with electric power sources and loads, into a unified active power system. The benefits associated with microgrids have led to global efforts to expand their penetration in electric power systems. However, there are still many challenges related to the design, control, and operation of microgrids. One of the most important issues to be solved is the development of new protection systems, considering that the conventional protection schemes, designed for radial power flows with high fault current magnitudes, will not operate correctly in this new environment. The use of a proper protection system is essential for the secure and reliable operation of microgrids. The adoption of a suitable protection system for microgrids gains more relevance with the presence of highly-variable energy sources, continuous changes in the operating conditions, and topological changes. In this sense, adaptive protection approaches for microgrids are being considered as a viable solution since their protective task changes as a function of the microgrid behavior, satisfying the requirements of reliability, selectivity, speed of operation, and sensibility. In this thesis, a novel adaptive protection system for microgrids is presented. The protection scheme is based on protective functions that includes different elements, which are operating in an interleaved manner. Among the main contributions of the thesis is the conceptualization of the problem of faults and abnormalities in microgrids. Besides, it is noteworthy that the way in which the parameters of the protection devices are adapted is by using a robust optimization approach, which solves a finite set of fault scenarios. The scenarios are generated based on the predictions about the available energy and the demand. For each decision step, a robust optimization problem is solved online, which is based on forecasting with a confidence band to represent the uncertainty. Likewise, the protection system carries out a monitoring and diagnosis of the photovoltaic plants, for the detection of faults, and the definition of their operating conditions. The protection system was tested and compared using real data sets from an existing microgrid in northern Chile. The obtained results show that the proposed protective device is able to manage those fault scenarios, as well as those included in the tuning of the settings. For example, in the radial configuration, the proposed methodology cleared 100% of the faults; while a state-of-the-art alternative methodology cleared only 92% of the faults. In the mesh configuration, the proposed methodology correctly cleared 96% of the faults; while the alternative methodology cleared only 75%. Likewise, the fault detection methodology of photovoltaic plants was sensitive to changes in the operating conditions. The photovoltaic cell model obtained a coefficient of determination of 0,992 for the voltage parameter, and 0,999 for the power parameter, which means that a good adjustment of the model to the measured variable was achieved. As future work, reliability issues related to failures in the communication system should be systematically addressed. Finally, the corrective actions performed by load management systems should be considered in this methodology, in order to improve the performance of the protection system.

RESUMEN DE TESIS PARA OPTAR EL GRADO DE:

Doctor en Ingeniería Eléctrica

POR: Oscar Fernando Núñez Mata

FECHA: 11/06/2018

PROFESOR GUÍA: Dr. Rodrigo Palma Behnke

SISTEMA DE PROTECCIÓN ADAPTATIVO PARA MICRO-REDES BASADO EN OPTIMIZACIÓN ROBUSTA

Las micro-redes están convirtiéndose en un componente clave de la red eléctrica futura, las cuales representan la combinación de tecnologías de información y comunicación, junto con fuentes de energía y cargas, en un sistema unificado y activo. Los beneficios de las micro-redes han promovido esfuerzos globales para expandir su penetración en los sistemas eléctricos. Sin embargo, todavía hay algunos desafíos relacionados con su diseño, control y operación. Uno de los problemas más importantes por resolver es el desarrollo de nuevos sistemas de protección, considerando que los esquemas convencionales, diseñados para flujos de potencia radiales, y con altas magnitudes de corrientes de falla, no funcionarán correctamente en este nuevo entorno. El uso de un adecuado sistema de protección es esencial para el funcionamiento seguro y confiable de la micro-red. La adopción de un sistema de protección adquiere mayor relevancia dada la presencia de fuentes de energía altamente variables, con cambios continuos en las condiciones de operación y topológicos. En este sentido, los enfoques de protección adaptativos están siendo considerados como una solución viable, ya que su función protectora cambia en función del comportamiento de la micro-red, satisfaciendo los requisitos de confiabilidad, selectividad, rapidez y sensibilidad. En esta tesis, se presenta un novedoso sistema de protección adaptativo para micro-redes. El esquema de protección se basa en funciones protectoras que incluyen diferentes elementos, operando de manera coordinada. Entre las principales contribuciones de la tesis se encuentra la conceptualización del problema de las fallas y anomalías en las micro-redes. Además, se destaca la forma en que se adaptan los parámetros de los dispositivos de protección, utilizando un enfoque de optimización robusta, resolviendo un conjunto finito de escenarios de falla. Los escenarios se generan en función de las predicciones sobre la energía disponible y demanda. Para cada paso de decisión, un problema de optimización robusta se resuelve en línea, basado en el pronóstico con una banda de confianza para representar la incertidumbre. Asimismo, el sistema de protección realiza un diagnóstico de las plantas fotovoltaicas, para detectar fallas y definir sus condiciones de operación. El sistema de protección fue probado y comparado utilizando datos reales de una micro-red existente en Chile. Los resultados obtenidos muestran que el dispositivo de protección propuesto fue capaz de despejar las fallas. Por ejemplo, en la configuración radial, la metodología propuesta eliminó el 100% de las fallas; mientras que una metodología alternativa lo hizo en el 92%. En la configuración de malla, la metodología propuesta despejó el 96% de las fallas; mientras que la alternativa lo hizo en un 75%. Asimismo, la metodología de detección de fallas de las plantas fotovoltaicas fue sensible a los cambios en las condiciones de operación. El modelo de celda fotovoltaica obtuvo un coeficiente de determinación de 0,992 para el voltaje, y 0,999 para la potencia, lo que significa que se logró un buen ajuste del modelo. Como trabajo futuro, se deberán abordar sistemáticamente los problemas de confiabilidad relacionados con fallas en el sistema de comunicación. Finalmente, se deberán considerar dentro de la metodología las acciones correctivas realizadas por los sistemas de gestión de carga, con el fin de mejorar el rendimiento del sistema de protección.

Dedicatoria

En memoria de Arnoldo Núñez Vetrano (22 abril 1933 - 3 noviembre 1998), profesor universitario, quien siempre ha inspirado mi camino.

Agradecimientos

El trabajo de tesis de Oscar Fernando Núñez Mata fue soportado por la Universidad de Costa Rica (Beca para Estudios Doctorales en el Exterior), y por medio de la beca Doctorado Nacional de la Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica de Chile (CONICYT).

Este trabajo de tesis fue parcialmente apoyado por el FONDAP/CONICYT número 15110019, y el FONDECYT número 1151438. Además, las compañías General Electric, E-energy, ABB y Schneider Electric, que gracias a su apoyo se logró equipar el Laboratorio de Energía donde se hicieron las pruebas de validación del esquema de protecciones propuesto en esta tesis.

El autor quisiera hacer extensivo el agradecimiento a todos los profesores que apoyaron esta investigación. Una especial mención al Dr. Rodrigo Palma Behnke, junto con los profesores Dr. Patricio Mendoza Araya, Dr. Felipe Valencia, Dr. Guillermo Jiménez Estévez, y M. Cs. Jaime Cotos Nolasco. Además, al resto de la comisión por sus valiosos comentarios: Dr. Vargas, Dr. Sáez, Dr. Valverde y Dr. Olivares.

A todas las personas que conocí durante el paso por la Universidad de Chile, ya que fueron un gran soporte y ayuda para alcanzar este gran objetivo. En especial a: Diego, Jorge, Alex, Henry, Pablo, Rubén, Danny, Alex, Jacqueline, Mauricio, Aramis, y muchos más. ¡Gracias por ser parte de esto!

Gracias a todo el grupo administrativo y docente de la Universidad de Chile, de la OAICE de la Universidad de Costa Rica y de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica.

A mis amigos de Costa Rica, que siempre me apoyaron y dieron ánimo: Efrem, María, Mariana, Heyleen, Carlos, Marcia, Susana, David, Eddie, Willy, Wendy, Gretel, Luis, Meli, y más.

Finalmente, gracias a toda mi familia, por el apoyo incondicional en esta aventura por Chile, a Ana Yansi, a Oscar, mis padres Fanny y Fernando, a mis hermanas y hermano, sobrinos y sobrinas, cuñadas, cuñados, ahijados y ahijadas, tíos y tías, primas y primos. ¡Les estaré eternamente agradecido!

Tabla de Contenido

Índice de tablas	viii
Índice de ilustraciones	x
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Sistemas de protección para micro-redes	1
1.2 Hipótesis de investigación	9
1.3 Objetivos de la tesis	9
1.4 Estructura de la tesis	10
1.5 Contribuciones de la tesis	12
Capítulo 2 Anormalidades en micro-redes	14
2.1 Definición de micro-red.....	14
2.2 Anormalidades en micro-redes	17
2.2.1 Fallas en la red de distribución.....	18
2.2.2 Fallas en plantas FV	20
2.2.3 Fallas en plantas eólicas	23
2.2.4 Fallas en otras unidades	23
2.3 Comportamiento de la micro-red frente a fallas	23
2.3.1 Dirección de la corriente de falla.....	24
2.3.2 Magnitud de la corriente de falla	25
2.3.3 Tensión durante fallas de cortocircuito.....	27
2.3.4 Comprobación en micro-red de prueba	28
2.4 Resumen	30
Capítulo 3 Protección de micro-redes y sistemas de diagnóstico de plantas FV.....	32
3.1 Sistemas de protección en SEP.....	32
3.2 Protección de micro-redes	37

3.2.1	Sistemas de protección de micro-redes	37
3.2.2	Coordinación de protecciones en micro-redes	40
3.3	Sistemas de diagnóstico de plantas FV	48
3.3.1	Antecedentes.....	48
3.3.2	Detección de fallas en plantas FV.....	49
3.3.3	Métodos de diagnóstico de plantas FV	51
3.4	Resumen	55
Capítulo 4	Propuesta del sistema de protección para micro-redes	56
4.1	Antecedentes.....	56
4.2	Propuesta general del sistema de protección adaptativo.....	57
4.3	Descripción de las partes del sistema de protección.....	60
4.3.1	Monitoreo y diagnóstico de plantas FV.....	60
4.3.2	Esquema y coordinación de protecciones.....	68
4.4	Metodología del sistema de protección para micro-redes	78
4.5	Implementación y validación inicial.....	82
4.6	Resumen	83
Capítulo 5	Casos de aplicación y discusión.....	85
5.1	Introducción.....	85
5.2	Ajuste y coordinación de protecciones en la micro-red ESUSCON	85
5.2.1	Descripción de la micro-red.....	86
5.2.2	Herramientas de software.....	89
5.2.3	Caso de estudio con estructura radial.....	90
5.2.4	Caso de estudio con estructura en malla	101
5.2.5	Análisis comparativo de resultados.....	111
5.3	Detección de fallas en módulo FV	112
5.3.1	Montaje experimental.....	112

5.3.2	Resultados obtenidos	115
5.3.3	Diagnóstico y detección de fallas	120
5.4	Resumen	122
Capítulo 6	Conclusiones y trabajos futuros	124
Bibliografía	127
Capítulo 7	Anexos	135
7.1	Anexo A – Productos de la tesis	135
7.1.1	Artículos ISI publicados en el período 2015-2018.....	135
7.1.2	Artículos ISI enviados en el año 2018.....	135
7.1.3	Conferencias y posters publicados en el período 2015-2018	135
7.1.4	Otras actividades de difusión en el período 2015-2018.....	136
7.2	Anexo B – Ecuación de balance de energía.....	137
7.3	Anexo C – Cálculo de la propagación del error de medida	139

Índice de tablas

Tabla 2-1: Diferentes tipos de micro-redes	15
Tabla 2-2: Estrategias de control para unidades RD con inversores	16
Tabla 2-3: Universo de posibles anomalías en micro-redes.....	18
Tabla 2-4: Cálculo de corrientes de falla para micro-red radial.....	19
Tabla 2-5: Categorías de variación de tensión de corta duración en SEP	28
Tabla 2-6: Resultados del estudio de la red IEEE de 37 barras.....	30
Tabla 3-1: Entornos de evaluación en SEP y problemas típicos	33
Tabla 3-2: Evaluación de los sistemas de protección basados en relés	38
Tabla 3-3: Conjunto de pares P/R del sistema de Fig. 3-6	44
Tabla 3-4: Comparación de los métodos de diagnóstico.....	50
Tabla 3-5: Análisis de los métodos de caracterización eléctrica FV	53
Tabla 3-6 Parámetros requeridos para diagnóstico FV	54
Tabla 4-1: Comparación del sistema de protección propuesto con los convencionales.....	58
Tabla 4-2: Condiciones meteorológicas durante el experimento y ficha técnica módulo.....	66
Tabla 4-3: Detalle de instrumentos de medición meteorológica y adquisición de datos	67
Tabla 4-4: Análisis de potencia para cada caso.....	67
Tabla 4-5: Análisis del coeficiente de intercambio de calor para cada caso	68
Tabla 4-6: Parámetros de ajuste por utilizar en esta propuesta	69
Tabla 4-7: Resultados obtenidos para la red IEEE 37-barras en operación aislada	83
Tabla 5-1: Características de las unidades RD consideradas	87
Tabla 5-2: Parámetros de las líneas de distribución de la micro-red.....	87
Tabla 5-3: Estudio de cortocircuito para 2PM / escenario superior / 50% de la línea	91
Tabla 5-4: Factores característicos correspondientes con la Tabla 5-3	92

Tabla 5-5: Parámetros obtenidos para los dispositivos de protección.....	94
Tabla 5-6: Resultados de simulación RMS de fallas en L9-10	96
Tabla 5-7: Estudio de cortocircuito en condición media 2PM en L9-10.....	97
Tabla 5-8: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L3-5	98
Tabla 5-9: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L8-11	99
Tabla 5-10: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L3-5 con ajustes distintos.....	100
Tabla 5-11: Definición de pares P/R de la micro-red en malla	104
Tabla 5-12: Parámetros obtenidos para los dispositivos de protección – condición 2PM	105
Tabla 5-13: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L3-5	106
Tabla 5-14: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L8-11	109
Tabla 5-15: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L9-10.....	110
Tabla 5-16: Estudio de cortocircuito falla LL en condición media 2PM	111
Tabla 5-17: Parámetros obtenidos para los dispositivos de protección para 2PM	112
Tabla 5-18: Hora del sombreado realizado y tensión en terminales.....	115
Tabla 5-19: Métricas de validación estadística para el modelo de la tensión.....	118
Tabla 5-20: Métricas de validación estadística para el modelo de la potencia.....	119

Índice de ilustraciones

Figura 1-1: Relación entre enfoques revisados en literatura y la propuesta de tesis	8
Figura 1-2: Estructura de la tesis	12
Figura 2-1: Diagrama unilineal típico de una micro-red en configuración radial	15
Figura 2-2: Módulo FV y sus distintos componentes.....	21
Figura 2-3: Fallas línea-línea en zona CC de plantas FV	22
Figura 2-4: Demostración del flujo bidireccional: A) Localización #1; B) Localización #2.....	24
Figura 2-5: Red de prueba IEEE de 37 barras para evaluar fallas de cortocircuito	29
Figura 3-1: Circuito típico en una red eléctrica de distribución	34
Figura 3-2: Coordinación de relés de tiempo inverso en circuito radial	35
Figura 3-3: Operación de un dispositivo de protección de sobrecorriente	41
Figura 3-4: Red de distribución con dos fuentes de potencia.....	41
Figura 3-5: Representación unilineal de un relé de sobrecorriente direccional	42
Figura 3-6: Sistema eléctrico tres barras para determinar pares P/R.....	43
Figura 3-7: Ejemplo de una familia de curvas de un relé de sobrecorriente	47
Figura 3-8: Métodos de diagnóstico FV: (i) basado en el modelo, (ii) basado en datos	49
Figura 3-9: Clasificación de distintos métodos de diagnóstico del lado CC de plantas FV.....	51
Figura 4-1: Relación del sistema cognitivo con el entorno	56
Figura 4-2: Sistema de protección adaptativo para micro-redes	57
Figura 4-3: Unidad de monitoreo y diagnóstico de la unidad GD _i	58
Figura 4-4: Unidad de ajuste dinámico de parámetros de las protecciones.....	59
Figura 4-5: Diagrama de bloques de una planta FV típica para micro-redes	61
Figura 4-6: Metodología de operación de la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico FV	65
Figura 4-7: Fotografías de dos casos estudiados: A) condición normal; B) sombreado	66

Figura 4-8: Esquema de protección propuesto	70
Figura 4-9: Coordinación de protecciones con alta corriente de falla	72
Figura 4-10: Coordinación de protecciones con baja corriente de falla	72
Figura 4-11: Diagrama unilineal de la red del Laboratorio de Energía	74
Figura 4-12: Corrientes registradas durante el arranque en triángulo	75
Figura 4-13: Procedimiento de la Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones	78
Figura 4-14: Método para definición del conjunto de escenarios	81
Figura 5-1: Mapa de Huatacondo mostrando los componentes de la micro-red	86
Figura 5-2: Diagrama unilineal del caso de estudio con estructura radial	90
Figura 5-3: Coordinación de protecciones de sobrecorriente líneas L1-2 a la L9-10	95
Figura 5-4: Coordinación de protecciones de baja tensión líneas L1-2 a L9-10	95
Figura 5-5: Coordinación de protecciones de sobrecorriente de línea L3-5 con $R_f=0$ [Ω]	101
Figura 5-6: Coordinación de protecciones de sobrecorriente de línea L3-5 con $R_f=1.5$ [Ω]	101
Figura 5-7: Diagrama unilineal del caso de estudio con estructura en malla	102
Figura 5-8: Diagrama unilineal con la dirección establecida de las corrientes de falla	103
Figura 5-9: Matriz de incidencia para la definición de pares P/R	104
Figura 5-10: Corrientes en la línea L3-5 entrada y salida falla 3F con $R_f=0$ [Ω]	107
Figura 5-11: Corrientes unidades RD y tensión en barra T1 falla 3F con $R_f=0$ [Ω]	107
Figura 5-12: Corrientes en la línea L3-5 entrada y salida falla 3F con $R_f=1.5$ [Ω]	108
Figura 5-13: Corrientes unidades RD y tensión en barra T1 falla 3F con $R_f=1.5$ [Ω]	108
Figura 5-14: Detalles de circuito eléctrico del experimento	113
Figura 5-15: Curva Tensión-Corriente del módulo FV	113
Figura 5-16: Experimento: A- montaje; B- sensores temperatura; C- carga programable; D- módulo FV	114

Figura 5-17: Notación de los sensores colocados en la parte posterior del módulo FV	114
Figura 5-18: Sombreados realizados	115
Figura 5-19: Temperatura registrada por los cuatro sensores	116
Figura 5-20: Temperatura promedio del módulo junto con variables meteorológicas	117
Figura 5-21: Tensión medida y calculada del módulo	118
Figura 5-22: Potencia medida y calculada del módulo	119
Figura 5-23: Parámetros de diagnóstico del módulo FV para detección de fallas	121
Figura 5-24: Temperatura promedio del módulo y velocidad del viento	121
Figura 5-25: Parámetro de diagnóstico Delta P y umbrales	122
Figura 5-26: Parámetro de diagnóstico Delta U_{pv} y umbrales.....	122

Capítulo 1 Introducción

Este capítulo presenta los antecedentes y motivación que definen la investigación recogida en esta tesis. En la Sección 1.1 se detallan los aspectos generales de los sistemas de protección para micro-redes eléctricas. Se introduce, además, el concepto de anormalidad y falla, aplicado a micro-redes. Se analizan los distintos enfoques reportados en la literatura, destacando sus ventajas y desventajas. Finalmente, se presenta la metodología de optimización robusta, como enfoque para un sistema de protección adaptativo para micro-redes. En la Sección 1.2 se plantean las hipótesis de esta investigación. La Sección 1.3 presenta los objetivos de la tesis. En la Sección 1.4 se da una descripción general de la tesis. Finalmente, la Sección 1.5 presenta las contribuciones más destacadas.

1.1 Sistemas de protección para micro-redes

Las micro-redes son consideradas como una solución factible para enfrentar los desafíos económicos, sociales, técnicos y ambientales que actualmente enfrentan los sistemas eléctricos de potencia (SEP) [1]. Distintas definiciones de micro-red se han establecido en la literatura, en esta tesis se define una micro-red como una agrupación localizada de fuentes de generación y almacenamiento, trabajando en conjunto y coordinadamente para suministrar la demanda eléctrica local [2]. El concepto original, establecido en el año 2001 [3], incluía tanto el suministro de electricidad, como el de calor, pero esta tesis se ocupa únicamente de las micro-redes eléctricas.

Una característica importante de las micro-redes es su operación en dos modos, que son: conectado o aislado de la red eléctrica interconectada. Cuando opera en modo conectado, la micro-red es vista por la red como un único sistema controlable, imponiéndole su tensión y frecuencia. Mientras que al operar de modo aislado, sea por razones intencionales o involuntarias, la micro-red se controla de manera autónoma [4],[5]. Esta posibilidad de operar en dos modos, junto con la presencia de unidades de recurso distribuido (RD) (que incluye tanto unidades de generación distribuida (GD), como los sistemas de almacenamiento de energía (SAE)), conlleva ventajas, pero, al mismo tiempo, incorpora desventajas y dificultades que deben ser resueltas. En el ámbito técnico, se reconocen una serie de temas por resolver relacionados con la protección de micro-redes, que permitan su operación de manera segura y confiable [1],[6].

El sistema de protección juega un papel importante para la seguridad de la micro-red. Su propósito principal es detectar y despejar las fallas ocurridas en el menor tiempo, y aislando la zona más pequeña posible [7]. El dispositivo de protección por sobrecorriente ha sido ampliamente utilizado como medio de protección de las líneas en los sistemas de distribución. Esto se debe principalmente a la simplicidad de operación y al bajo costo de mantenimiento [8]. Sin embargo, los sistemas de protección que operan por sobrecorriente, presentarán problemas en la tarea de proteger líneas de distribución en micro-redes, como se explica en la literatura [9],[10],[11],[12],[13]. Las razones que se indican se sustentan en el comportamiento de la corriente de falla, el cual está definido según las condiciones de operación de la micro-red. En este sentido, las corrientes de falla se caracterizan por presentar los siguientes rasgos: i) magnitudes significativamente más bajas, que pueden llegar a ser similares a las corrientes de carga (si se comparan con los sistemas de distribución convencionales); ii) flujos bidireccionales, por la

presencia de distintas unidades RD, junto a la red eléctrica interconectada; iii) cambios reiterados en la magnitud, producto de las modificaciones en el modo de operación y la conexión/desconexión de las unidades RD, entre otras razones; y, iv) magnitudes similares a lo largo de las distintas líneas, por los altos valores de la relación resistencia/reactancia (R/X), por ser líneas de reducida longitud.

Lo anterior incorpora nuevas dificultades al diseño y operación de los sistemas de protección, si se basan exclusivamente en dispositivos de sobrecorriente. Las dificultades tienen que ver con: i) el deterioro de la sensibilidad (lo que traerá problemas para distinguir las condiciones de falla de las normales); ii) el disparo incorrecto de dispositivos de protección que no debían operar (lo que desconectará zonas de la micro-red no afectadas por la falla); y, iii) los problemas con la selectividad (lo que traerá problemas de coordinación de protecciones) [14]. De esta forma, los sistemas de protección convencionales, utilizados en los sistemas de distribución, no son un enfoque confiable para ser trasladados directamente a las micro-redes, cumpliendo además con los requisitos de seguridad, por lo que deberán proponerse nuevos sistemas de protección.

Cualquier sistema de protección que se proponga, como solución para micro-redes, deberá considerar una serie de requerimientos que tomen en cuenta las particularidades anteriormente mencionadas, además de incluir aquellos aspectos que se solicitan regularmente para todos los SEP. La lista de requerimientos es la siguiente [9],[15],[16]:

1. Medir una variable o parámetro que detecte correctamente la condición de falla, lo cual se logra comparando el valor medido con los umbrales pre-establecidos.
2. Ser sensibles a la dirección de la corriente de falla, ya que la presencia de distintas unidades RD junto a la red eléctrica, provocarán flujos bidireccionales.
3. Coordinar la acción de los dispositivos de protección primario y de respaldo, por medio de una metodología de coordinación de protecciones.
4. Proponer un sistema de protección adaptativo que se ajuste a los cambios en la micro-red, para protegerla según sea la condición de operación.
5. Considerar aquellas condiciones de operación que produzcan fallas ocultas, donde las protecciones son insensibles, dejando en riesgo de daños mayores a la micro-red.
6. Tomar en cuenta las diferentes estrategias de control que incluirán los inversores de unidades RD, ya que éstas definen el comportamiento del inversor durante una falla.

Estos requerimientos apuntan a dos factores fundamentales para las micro-redes, que son: continuidad de suministro (máximo), y seguridad de los equipos e instalaciones, y las personas (máximo). Un factor adicional es el criterio económico, el cual no se contempla en este trabajo de tesis, al no incluirse de manera explícita criterios económicos en la definición del sistema de protección. Quedará como parte de los trabajos futuros.

Para cumplir con los requerimientos anteriormente enlistados, la literatura reporta distintas propuestas, los cuales se clasifican en [15]:

- Adición de elementos externos, tales como: limitadores de corriente de falla, o fuentes de corriente de falla, que buscan mantener los sistemas de protección basados en sobrecorriente con ajuste fijo.
- Sistemas de protección basados en dispositivos por distancia.
- Sistemas de protección basados en dispositivos diferenciales.

- Sistemas de protección basados en transformación de variables, tales como: corriente y tensión.
- Sistemas de protección adaptativos, basados en dispositivos de corriente y tensión.

El enfoque de protección adaptativo es uno de los más prometedores para hacer frente a las distintas fallas, debido al contexto de operación altamente variable de las micro-redes. El sistema de protección adaptativo presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

1. Opera independiente de la magnitud de corriente de falla.
2. Ajusta la sensibilidad según las condiciones de operación.

Desventajas:

1. Vulnerable a incidentes transitorios, como la conexión/desconexión de cargas, o unidades RD.
2. Presenta mayores desafíos para hacer la coordinación de protecciones.

Cualquier sistema de protección que se proponga, deberá hacer un análisis exhaustivo de las posibles fallas y anomalías en micro-redes, como punto de partida. En una micro-red se presentan distintos tipos de fallas. En primer lugar, se considera la zona interna, la cual comprende a toda la red de distribución, las unidades RD y las cargas. La zona interna de la micro-red está delimitada por el punto de acople común (PCC, por las siglas en inglés de point of common coupling). En segundo lugar, se considera la zona externa de la micro-red, definida por la red eléctrica interconectada, en la cual se pueden presentar distintas fallas, con el riesgo de afectar la operación propia de la micro-red. Frente a cualquier falla que se presente, sea en el interior o exterior, el sistema de protección deberá responder para proteger la micro-red adecuadamente [16]. Este trabajo de tesis abordará únicamente aquellas fallas que ocurren en el interior de la micro-red.

Una falla es un fenómeno catalogado dentro de un concepto más amplio denominado “anormalidad”. Una anomalía se define como un comportamiento no deseado de una variable, o evento en el SEP, que tiende a afectar adversamente el valor de la variable controlada [17]. Las anomalías se clasifican en los siguientes tipos:

- a) Eventos de falla: los cuales se caracterizan por la posible terminación de la operación de la micro-red, en caso de no ser despejados. Son producidos por cortocircuitos, o fases abiertas en equipos/componentes, fenómenos naturales, o eventos en cascada.
- b) Eventos de perturbación: estos son desviaciones en parámetros que violan los límites operacionales específicos, sin la posible terminación de la operación de la micro-red. Algunos ejemplos son: sobrecarga de líneas de distribución, sobre temperatura en componentes, o desviación/desequilibrio en la tensión.
- c) Eventos de carga: estos son cambios aleatorios o controlados en las cargas, caracterizados por modificaciones en el nivel actual de la demanda.

El Tipo a) se definen como eventos transitorios, que están por encima del tiempo de respuesta y/o el rango de operación de los controles secundarios de la micro-red. Por lo tanto, el daño podría ser inmediato, y el dispositivo de protección actúa con tiempos de despeje críticos, generalmente

con valores menores a 1 segundo. Los Tipos b) y c) se definen como eventos dinámicos, para los cuales los controles secundarios y las protecciones de salvaguarda operan, ya sea para reducir los impactos, o para mitigar el posible efecto de los fenómenos presentados. Por ejemplo: la protección de sobre/baja tensión, o controles de frecuencia. El Tipo b) está relacionado con daños potenciales que podrían evolucionar a una falla, en caso de que el control no se realice a tiempo, y de manera correcta. El estudio de los eventos de carga no se incluye en esta tesis, y quedan como parte de los trabajos futuros.

El tipo posible de anomalía definirá el sistema de protección requerido para la micro-red. En este trabajo de tesis se abordarán las fallas de cortocircuito dentro de la red de distribución de corriente alterna (CA) de la micro-red, junto con las fallas en la red de corriente continua (CC) de plantas fotovoltaicas (FV). Se asumirá que el resto de unidades RD presentes incluyen dispositivos de protección propios. Además, esta tesis consideró que las instalaciones de los usuarios tienen sus respectivos dispositivos de protección, según lo solicitan los códigos eléctricos locales [18].

Un requerimiento importante para el diseño y operación de los sistemas de protección en micro-redes es su necesidad de ajustarse a las condiciones de operación presentes, lo que se define como “capacidad adaptativa” [19]. En general, una protección adaptativa se define como un sistema que permite hacer ajustes de las distintas funciones de protección, para que sean más sensibles a las condiciones imperantes en el SEP. Que, además, operen de manera selectiva, y en el menor tiempo posible [17]. Se ha planteado en la literatura que variaciones en el modo de operación, en las unidades RD, y la topología, afectarán adversamente el desempeño de los sistemas de protección en micro-redes [20]. Por lo tanto, se requiere modificar los umbrales de los dispositivos de protección, en respuesta a estas observaciones. En la literatura, también, el enfoque adaptativo de protecciones tiene dos maneras de ser abordado, estos son: con arquitectura centralizada o descentralizada [21]. Ambas maneras tienen ventajas y desventajas, y la selección dependerá de las características de la micro-red, y no está en el alcance de este trabajo evaluar la selección de uno u otro. En esta tesis se adoptó un sistema de protección centralizado.

El problema de proteger micro-redes se divide en dos sub-problemas, que son: i) la detección de fallas en condiciones de reducidas corrientes de cortocircuito; y, ii) el requerimiento de adaptación, según cambios en las condiciones de operación de la micro-red [11]. Además, es posible dividir el problema dos zonas de protección, que son: 1) la red de distribución (que para este trabajo se asumirá en CA); y 2) la red de CC de las unidades GD (que para este trabajo considera el uso de plantas FV como fuente principal de energía renovable) [9]. En primer lugar, para atender las fallas en la Zona 1), se plantea una solución a través de un sistema de detección y adaptación, basado en un nuevo dispositivo, con acción combinada de distintas funciones, como se sugiere en [11],[22],[23],[24], ajustados para cumplir requerimientos de sensibilidad, coordinación y rapidez. En segundo lugar, para atender las fallas en la Zona 2), en [25] se propone integrar funciones de monitoreo y diagnóstico para proteger la planta FV. El sistema de monitoreo, que opera en conjunto con las protecciones convencionales, cubrirá, además de las fallas de cortocircuito, otros modos de falla, tales como desajustes temporales e irreversibles [26].

Los sistemas de monitoreo y diagnóstico en micro-redes surgen como una necesidad para dar seguimiento a las unidades RD, los cuales pueden usarse tanto para acciones de protección, así como dispositivos de salvaguarda, lo que incrementará la confiabilidad y disponibilidad de la planta FV [27]. La disponibilidad de las unidades RD tiene gran trascendencia cualquiera que sea el modo de operación de la micro-red. Sin embargo, el interés por realizar acciones de monitoreo cobra

mayor importancia en micro-redes operando en modo aislado, por diversas razones, entre otras ya que dependen enteramente de las unidades RD, al estar ausente la red interconectada [27]. Además, debido a la presencia de plantas FV, hay un incremento de los posibles modos de falla, lo que conduce a una mayor complejidad en el manejo y operación de las micro-redes. Es así como se prevé que las micro-redes tengan la capacidad de identificar los cambios que ocurren dentro de ellas, basándose en los datos que entregan los sensores y dispositivos de medida, para tomar decisiones apropiadas que faciliten su operación y mantenimiento [25]. Sin bien este trabajo se limita a las micro-redes FV, la propuesta puede ser extendida a otros tipos de unidades GD, siguiendo el mismo enfoque.

En el caso de las plantas FV, los métodos de diagnóstico reportados en la literatura se agrupan en dos tipos, que son [26]:

- Métodos basados en el análisis de datos.
- Métodos basados en el modelo.

La implementación de una metodología de diagnóstico basada en el modelo aparece como una técnica para la detección de fallas, altamente factible, y que opera en-línea, como es el objetivo de esta tesis. El enfoque basado en el modelo se basa en la generación de residuos, usando la estimación de parámetros u observadores de estado, junto con las mediciones reales [28]. Este método presenta las siguientes ventajas y desventajas [29],[26]:

Ventajas:

1. Es posible generar series de datos para entrenamiento de los algoritmos propuestos, utilizados en el diagnóstico y detección de fallas.
2. La información obtenida del proceso de monitoreo y diagnóstico tiene múltiples usos, no solo para efectos de detección de fallas, sino para dar seguimiento a la operación de la unidad GD, o bien para el análisis de su degradación.

Desventajas:

1. Requiere de un modelo validado del sistema, con una precisa representación que sea sensible a las condiciones de falla.
2. La extensión de las pruebas para validar los modelos son amplias (en tiempo, uso de recursos, y ejecución), lo que podría hacerlas inviables para efectos prácticos.

La idea novedosa de integrar acciones de monitoreo y diagnóstico de unidades RD, junto con las de protección, permitirá que la micro-red incluya nuevas funcionalidades, dirigido a un sistema adaptativo de protección [30]. En este trabajo de tesis se propone un enfoque de protección centralizado, sobre la base del desarrollo alcanzado por las tecnologías de monitoreo y comunicación. Por lo tanto, independientemente de los cambios en las condiciones de operación de la micro-red, el ajuste de los dispositivos de protección deberá realizarse de modo que su función protectora se cumpla, cumpliendo los requisitos de sensibilidad, selectividad, confiabilidad y rapidez. Estos requisitos deben cumplirse para una variedad de condiciones y configuraciones, lo que implica considerar la gestión del sistema de protección frente a la incertidumbre en las condiciones de operación.

El sistema de protección de una micro-red debe diseñarse para operar adecuadamente frente a la variabilidad de las fuentes de generación renovable y la demanda, los cambios en el modo de operación, la conexión y desconexión de unidades DG, los cambios en la topología, la variedad de posibles condiciones de falla, y otros eventos planificados y no planificados. Una forma de superar las dificultades impuestas por tal incertidumbre, es establecer un ajuste en los dispositivos de protección capaz de funcionar bien bajo una variedad de realizaciones de las condiciones y parámetros operacionales. En los SEP, se han aplicado diferentes enfoques para la gestión y la toma de decisiones bajo incertidumbre, como la programación estocástica y la optimización robusta [31].

En primer lugar, la programación estocástica se ha establecido como una herramienta de modelado cuando las distribuciones de probabilidad de las variables aleatorias se conocen. Sin embargo, en muchas aplicaciones en SEP, el tomador de decisiones no tiene dicha información. Por ejemplo, cuando se trata de representar la probabilidad de una falla dada, la cual ocurre en una ubicación de una zona de protección, para su uso en la coordinación de protecciones [32].

En segundo lugar, la optimización robusta ha ganado recientemente una gran reputación como un enfoque para la optimización de parámetros bajo incertidumbre [33]. En comparación con la programación estocástica, la optimización robusta es más práctica, ya que solo requiere un conjunto de incertidumbre determinista. Por lo tanto, es factible aplicar la optimización robusta para resolver el problema de la coordinación de protección, porque el modelo robusto construye una solución óptima, que inmuniza contra todas las realizaciones de los datos inciertos, dentro del conjunto de incertidumbre determinista considerado [33].

El enfoque de optimización robusta usa un conjunto finito de escenarios de falla, para definir la configuración de los dispositivos de protección. La forma en que se consideran las condiciones de operación es por medio de una estrategia de horizonte deslizante, lo que significa que, para cada paso de decisión, se resuelve un problema de optimización robusta en-línea, a partir de los pronósticos de generación renovable y demanda, calculados con una banda de confianza, para representar la incertidumbre. De esta forma, se define un límite de banda superior, y un límite de banda inferior. Además, la acción de reajustar los dispositivos de protección se propone como un evento desencadenante, producto de la actualización y procesamiento periódico de los datos de entrada. En esta tesis no se incluye una proposición para la generación de pronósticos con una banda de confianza, y se consideran como datos de entrada a la metodología propuesta. Finalmente, el pronóstico de la generación renovable es ajustado utilizando la información entregada por la unidad de monitoreo y diagnóstico de las unidades RD, que, en este caso corresponderá al de las plantas FV.

La aplicación de la estrategia de optimización robusta al sistema de protección en micro-redes tiene las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

1. Es aplicable a distintas estructuras de micro-red, ya sea que incluyan configuraciones de tipo radial o en malla.
2. Pueden responder adecuadamente ante pérdidas temporales de la red de comunicación (de corta duración), manteniendo la operación del sistema de protección con la información local en cada dispositivo de protección, entregada en la última actualización del sistema.

Desventajas:

1. Los cálculos necesarios para obtener los datos de entrada, utilizados en el problema de optimización, así como el cálculo del problema de optimización, podrían requerir de un considerable esfuerzo computacional, según el tamaño de la micro-red.
2. La manera de definir el conjunto de escenarios de falla no está establecida en la literatura, ya que depende de cada aplicación, y esto se considera como una tarea desafiante, debido a que el conjunto de fallas debe recoger el comportamiento de la micro-red frente a fallas de cortocircuito.

Para resumir lo presentado en este capítulo, se propone la Fig. 1-1. Se han revisado distintos enfoques de la literatura, que abordan el problema de protección de micro-redes. La Fig. 1-1 presenta el recorrido realizado en la revisión de la literatura, considerando los aspectos abiertos, con posibilidad de ser considerados como temas de investigación. Cada paso de la Fig. 1-1 presenta la evaluación de los enfoques de la literatura, presentando sus ventajas y desventajas. Un detalle a considerar, es que los recuadros en doble línea de la Fig. 1-1 corresponden a los conceptos mayormente incluidos en la formulación de la propuesta de tesis. A partir de esta información, la siguiente sección propone las hipótesis de la tesis.

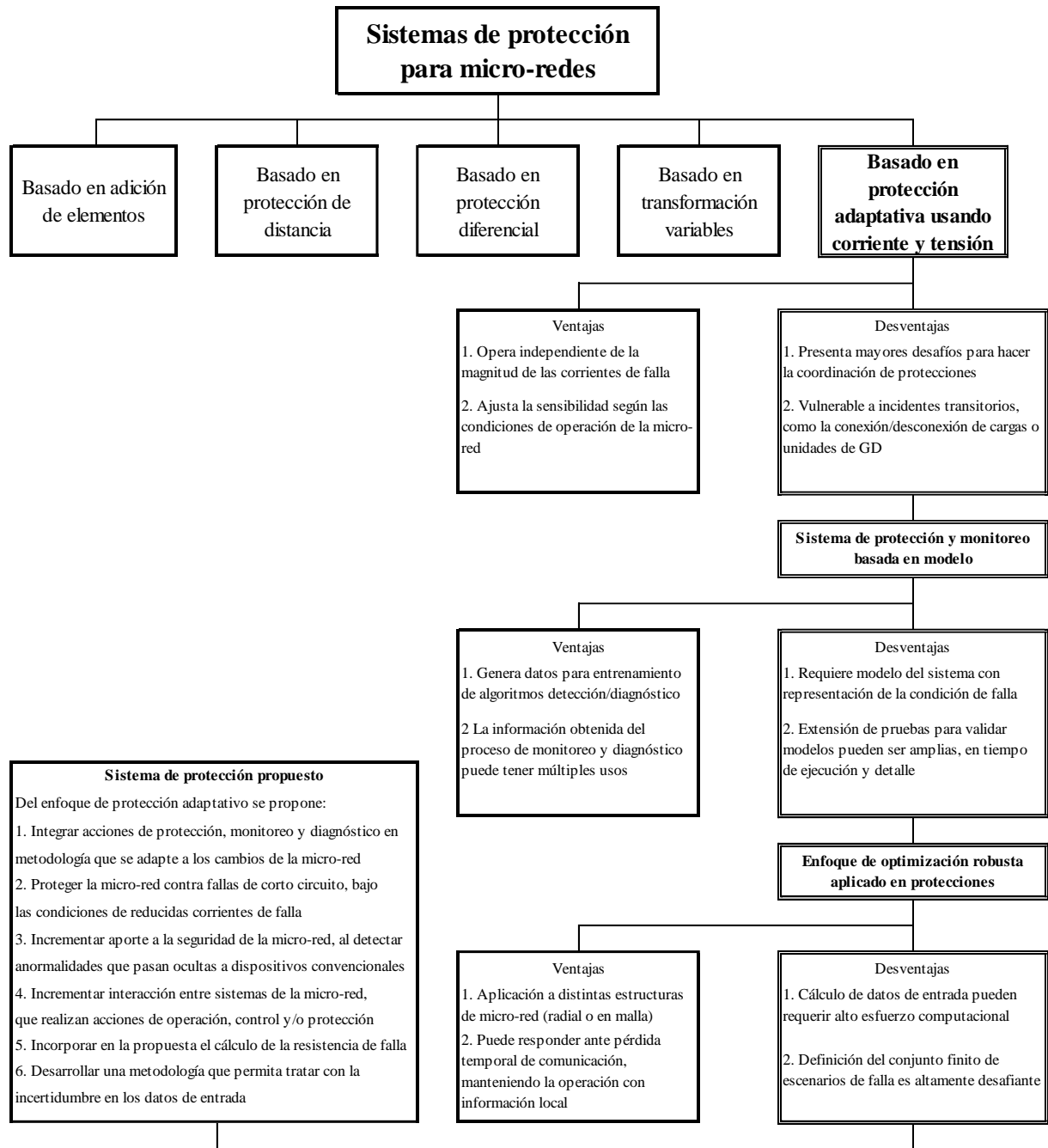


Figura 1-1: Relación entre enfoques revisados en literatura y la propuesta de tesis

1.2 Hipótesis de investigación

De acuerdo con la investigación realizada sobre los requerimientos y particularidades de las micro-redes, se determinó la necesidad de desarrollar un sistema de protección adaptativo, para soportar la confiabilidad y seguridad de la micro-red. La formulación se basó en las siguientes hipótesis:

- Un sistema de protección para micro-redes basado en el uso exclusivo de dispositivos de sobrecorriente, puede aumentar el riesgo en la operación de la micro-red, ya que éstos no responderán correctamente en caso de fallas, las cuales son caracterizadas por limitadas corrientes de cortocircuito, que surgen según las condiciones de operación.
- La propuesta de un sistema de protección basado en el análisis de la micro-red en dos zonas de protección, a saber: la zona de la red de distribución en CA, y la zona de CC de las plantas FV, permitirá la correcta detección de fallas en micro-redes.
- Uno de los riesgos mayores en la operación de micro-redes se puede presentar debido a la existencia de modos de falla en las unidades de GD, que no son detectados por los dispositivos de protección de cortocircuito convencionales, en especial en las redes de CC de las plantas FV.
- Un sistema de protección con enfoque adaptativo permitirá mejorar el desempeño del sistema de protección, en comparación con los esquemas clásicos de protección, en términos de selectividad, coordinación y rapidez.
- El enfoque de optimización robusta logrará alcanzar una correcta coordinación de protecciones, utilizando un esquema de protección basado en el uso combinado de elementos de sobrecorriente y baja tensión.
- La propuesta de un sistema de protección con manejo centralizado permite aportar de manera efectiva al cumplimiento de los distintos requerimientos generales que se establecen para las micro-redes.

1.3 Objetivos de la tesis

Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es proponer un sistema de protección para micro-redes de baja tensión, bajo un enfoque adaptativo y con un sistema de manejo centralizado, aplicando una estrategia de optimización robusta, para operar en micro-redes que incluyan unidades de generación distribuida de distinta tecnología, con presencia de plantas de generación fotovoltaica.

Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta tesis son los siguientes:

1. Diseñar una nueva estrategia de detección de fallas que combine de manera adecuada diferentes funciones utilizadas comúnmente en los dispositivos de protección, que sean aplicables en un amplio espectro de escenarios de falla de cortocircuito, con cualquier nivel de corriente de falla.
2. Disponer de un procedimiento para la adaptación dinámica de parámetros de los dispositivos de protección, basado en optimización robusta, de manera que se actualice a los cambios de operación, para cumplir eficientemente los requisitos de selectividad, sensibilidad y rapidez.
3. Validar las funciones del sistema de protección propuesto en micro-redes aisladas encontradas en la literatura, junto con una aplicación real.

1.4 Estructura de la tesis

La tesis se organiza de la siguiente manera:

- En el Capítulo 2, se presentan y analizan las posibles anomalías de las micro-redes, como una manera de establecer los requerimientos del sistema de protección para micro-redes. Se desarrollan los siguientes temas:
 1. Definir el concepto de micro-red eléctrica.
 2. Definir el concepto de anomalía y sus características.
 3. Profundizar en los aspectos específicos de las fallas de cortocircuito y sus consecuencias.
 4. Finalmente, presentar aspectos relacionados a las fallas en plantas FV.
- En el Capítulo 3, se presenta el problema de proteger las micro-redes. Por un lado, se revisan los sistemas de protección y sus requerimientos. Por otro lado, se presenta el diagnóstico de plantas FV, como parte de la estrategia de protección en micro-redes FV. Se incluyen los siguientes temas:
 1. Plantear los desafíos de las micro-redes, desde la mirada de las protecciones.
 2. Presentar la revisión de los distintos métodos de diagnóstico de arreglos FV.
 3. A partir de las características particulares de las micro-redes, concluir que el enfoque de protección adaptativo resulta factible.
 4. Presentar el método de diagnóstico FV basado en un enfoque electro-térmico, como parte de un sistema de protección para plantas FV, que operan en micro-redes.
- En el Capítulo 4, se propone el planteamiento metodológico para la protección de micro-redes, bajo un enfoque adaptativo. Se consideran los siguientes temas:
 1. Desarrollar el enfoque por un sistema de protección.
 2. Formalizar matemáticamente la propuesta.

3. Finalmente, presentar la validación de la propuesta utilizando la red de prueba IEEE de 37 barras.
- En el Capítulo 5, se desarrolla la aplicación de la propuesta. Por un lado, se evalúa el método de coordinación de protecciones. Por otro lado, se prueba la metodología de detección de fallas en plantas FV. Se buscan los siguientes objetivos:
 1. Presentar las particularidades de cada aplicación.
 2. Evaluar la pertinencia de aplicar la metodología desarrollada.
 3. Finalmente, evaluar y discutir los resultados obtenidos.
 - En el Capítulo 6 se comparten las conclusiones de la tesis y trabajos futuros.
 - Finalmente, en el Capítulo 7 se presentan los anexos.

La Fig. 1-2 presenta el diagrama con la estructura de la tesis.

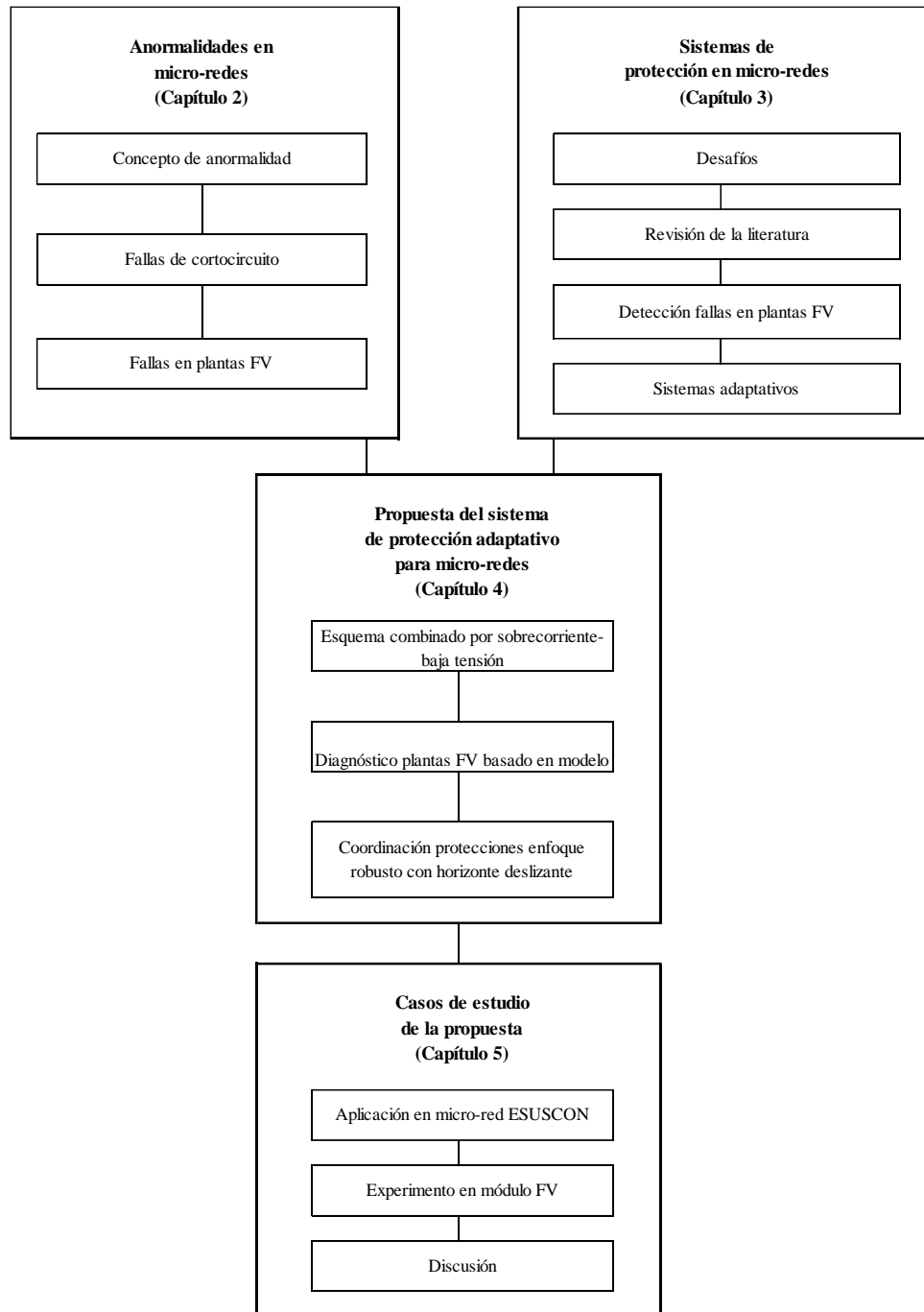


Figura 1-2: Estructura de la tesis

1.5 Contribuciones de la tesis

Los principales aportes de esta tesis son los siguientes:

1. Se diseñó un novedoso esquema de protecciones que incluye una estrategia efectiva para la detección de fallas en micro-redes, basado en la combinación de distintas

funciones, junto con un sistema de monitoreo y diagnóstico de plantas FV. El sistema propuesto realiza su función protectora para un amplio rango de tipos y magnitudes de corrientes de falla. Esto lo convierte en un aporte real a la seguridad y confiabilidad de la micro-red, al protegerla contra fallas de cortocircuito.

2. La estrategia que se propuso para el ajuste de protecciones se realizó bajo un enfoque adaptativo, basado en optimización robusta, y con un manejo centralizado. Esto implica un cambio de paradigma para los sistemas de protección en SEP, que regularmente operan con ajustes fijos. El mecanismo propuesto para decidir si es necesario reajustar los parámetros de los dispositivos de protección es igualmente destacable, y se basó en el seguimiento de distintos parámetros de la micro-red, que definen su condición de operación. Se busca cumplir eficientemente con los requerimientos de selectividad, sensibilidad y rapidez frente a las distintas fallas. Lo anterior, ya que el sistema de protección formulado se aplica en un contexto de operación altamente variable, lo cual produce un diverso espectro de escenarios de falla.
3. La adecuada conceptualización que se hizo del problema de proteger micro-redes, desde la revisión y estudio de las posibles fallas y anormalidades que pueden presentarse en todos sus componentes. A partir de esto, se hace una propuesta de solución que incrementa significativamente el aporte del sistema de protección a la seguridad de la micro-red, al detectar y protegerla contra el universo completo de fallas y anormalidades. Se dio un énfasis especial en las que anormalidades que pasan ocultas a los dispositivos convencionales, basados principalmente en sobrecorriente.

En el Apéndice A se incluye el listado de todas las publicaciones que resultaron de este trabajo de tesis, así como algunos trabajos de difusión.

Capítulo 2 Anormalidades en micro-redes

Este capítulo presenta el estudio de las posibles anormalidades en una micro-red. En la Sección 2.1 se define el concepto de micro-red eléctrica, presentando detalles de los tipos de control y gestión de las unidades RD. La Sección 2.2 desarrolla el tema de anormalidades en micro-redes, y enlista las que se presentan según sus componentes y zonas, especialmente en plantas FV. La Sección 2.3 presenta el comportamiento de la micro-red frente a las anormalidades, así como los efectos producidos en la micro-red. Finalmente, la Sección 2.4 presenta un resumen del capítulo.

2.1 Definición de micro-red

El concepto de micro-red se configura como un nuevo paradigma de los SEP, y se constituye como una manera de facilitar la integración de unidades GD, que primordialmente buscan generar electricidad a partir de fuentes de energía renovables, con cercanía a los centros de consumo [34]. La Fig. 2-1 presenta un diagrama típico de una micro-red, mostrando el PCC, o punto de conexión al sistema interconectado, así como la red distribución en CA, las unidades RD de distinta tecnología con el inversor respectivo. La Fig. 2.1 muestra también las zonas de CA y de CC, con las unidades convencionales de tipo rotativo, los dispositivos de protección, y las cargas [35].

El concepto de micro-red abarca distintos tipos, según sea su modo de operación, el esquema propietario, y nivel de tensión, entre otras características [5]. La Tabla 2-1 resume los tipos de micro-redes que, en la práctica, podrían combinarse entre sí para establecer nuevos tipos. Este trabajo de tesis aplica a cualquiera de los tipos presentados en la Tabla 2-1.

Al igual que los SEP, la micro-red presenta comportamientos dinámicos en el tiempo, debido a los cambios continuos en su operación [36]. Cuando se presentan dichos cambios, las consignas de control establecidas previas a éstos, pueden resultar erróneas y necesitarán su redefinición. Lo mismo es extensible al sistema de protección, que requiere de la actualización de sus parámetros, según cambios en la micro-red.

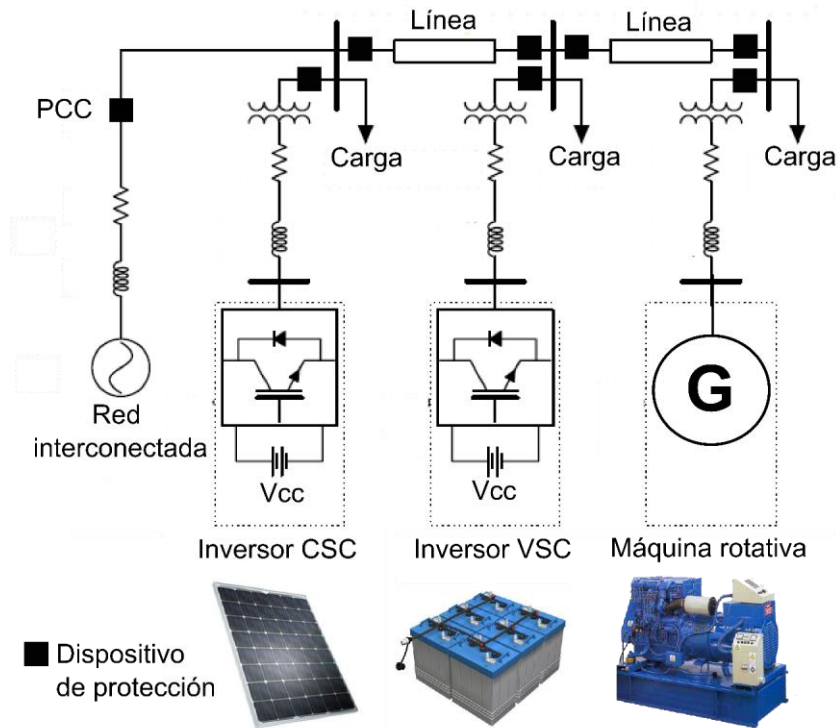


Figura 2-1: Diagrama unilineal típico de una micro-red en configuración radial

Tabla 2-1: Diferentes tipos de micro-redes

Tipo	Ejemplos
Micro-red aislada permanente	Población remota, ciudad o isla alejada de la red interconectada
Micro-red cliente propietaria	Una edificación que incluya unidades RD
Micro-red en baja tensión	Agrupación de cargas y unidades RD en baja tensión
Micro-red en media tensión	Incluye circuitos en media tensión

La estrategia de control y administración de energía de la micro-red de la Fig. 2-1 pueden tener distintos enfoques, lo que afectará el desempeño del sistema de protección. Una estrategia de control con enfoque centralizado está compuesta por las siguientes partes: i) un sistema de manejo de energía (EMS, por las siglas en inglés de energy management system); ii) los controladores locales en cada unidad RD; y, iii) un esquema de sincronización y control de frecuencia.

En primer lugar, el EMS supervisa las fuentes de energía despachables, indicando sus modos y consignas de operación. El objetivo del EMS es proporcionar la distribución de potencia entre las unidades RD, con base en una función de costo asociada a cada unidad, o señales de mercado. Después de determinar la potencia de salida activa/reactiva requerida de la unidad RD, considerando la carga conectada a la micro-red, el análisis de flujo de potencia proporciona el

ángulo δ de tensión y la magnitud $|V|$ de cada unidad. Las ecuaciones de flujo de potencia son las siguientes:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (2-1)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \delta_{ik} + B_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (2-2)$$

donde P_i y Q_i son, respectivamente, la potencia activa y reactiva inyectada por cada unidad RD, G_{ik}/B_{ik} es la parte real/imaginaria del elemento Y_{ik} de la matriz de admitancias Y_{bus} , y δ_{ik} es la diferencia angular entre las barras i y k . Las ecuaciones (2-1) y (2-2) indican que el flujo de potencia es determinado basado en las magnitudes y ángulos de las barras. El EMS monitorea constantemente las barras de carga y generación para actualizar las consignas de las unidades RD, de manera que el punto de operación de la micro-red sea el óptimo.

En segundo lugar, los controladores locales de las unidades RD siguen los puntos de operación indicados por el EMS y responden a cualquier anomalía dentro de la micro-red, o en su exterior, si se está operando en modo conectado. El controlador local depende de las características de la unidad de GD, como en las fuentes de energía variables, basadas en energía renovables, o en las unidades convencionales, basadas en combustibles fósiles. La Tabla 2-2 muestra las estrategias de control de las unidades RD con inversor utilizadas en micro-redes [13].

Tabla 2-2: Estrategias de control para unidades RD con inversores

Método de control	Seguidora de red	Formadora de red
No interactivo	Exportador de potencia activa	Control de tensión y frecuencia
Interactivo	Soporte de potencia activa y reactiva	Compartir carga

Debido a que una micro-red tiene dos modos posibles de operación, los esquemas de control son diseñados para igual cantidad de modos, como lo muestra la Tabla 2-2. Ya sea en fase seguidor o formador de red. En modo conectado, los controles utilizan la fase de seguidora de red, ya que la tensión y frecuencia las impone la red interconectada. Mientras que, en modo desconectado, se usa la fase formadora de red, para la unidad RD que controla la tensión/frecuencia.

El método de control no interactivo se esfuerza por aprovechar la potencia disponible mediante el seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT, por las siglas en inglés de maximum power point tracker), o una cantidad predeterminada de potencia. Mientras que el método de control interactivo se utiliza para el soporte de potencia real y reactiva. El primer método es adecuado para plantas solares y generadores eólicos, por ser de naturaleza variable. El último método se implementa en unidades despachables, tales como generadores Diésel o SAE, que suministran energía continuamente. Una micro-red podría tener ambos métodos de control operando simultáneamente en diferentes unidades RD [13].

Dentro de los métodos utilizados para hacer la distribución de potencia entre las unidades RD, está el control con pendiente (control droop, su nombre en inglés), ya que opera de forma descentralizada, y sin comunicación entre las unidades RD. El método modifica la pendiente de frecuencia y magnitud de la tensión de salida de cada unidad RD, frente a las potencias activas y reactivas que entrega. Por lo tanto, los controladores normalmente hacen sus ajustes en función de la frecuencia y la magnitud de la tensión en los terminales del inversor. El cambio en la frecuencia

permite que las unidades RD compartan las variaciones de potencia activa, según la característica de droop de frecuencia. Esencialmente, se utiliza la frecuencia de la micro-red como un enlace de comunicación entre los sistemas de control locales. De manera similar, un cambio en la amplitud de la tensión, garantiza el intercambio de potencia reactiva. Este método se basa en la teoría del flujo de potencia en sistemas de CA, que establece que el flujo de las potencias activa y reactiva entre dos fuentes se controla ajustando el ángulo de potencia y la magnitud de la tensión, respectivamente. Las ecuaciones características de droop se expresan de la siguiente manera:

$$\omega = \omega_0 - D_P P \quad (2-3)$$

$$v = V_0 - D_Q Q \quad (2-4)$$

donde P y Q son la salida de potencia activa y reactiva, respectivamente; ω_0 y V_0 representan la frecuencia y tensión nominal de la micro-red, respectivamente; y los parámetros D_P y D_Q denotan los coeficientes droop de potencia activa y reactiva, respectivamente.

El comportamiento de la micro-red frente a fallas dependerá, en primera instancia, del modo de operación. Por un lado, cuando la micro-red está conectada a la red eléctrica interconectada, y se presenta una falla externa, en las cercanías de la micro-red, las protecciones responderán separándola de la red interconectada. Por otro lado, si la falla ocurre dentro de la micro-red, el sistema de protecciones deberá aislar la zona fallada [37]. Distintos tipos de anomalías se pueden presentar en el interior de la micro-red, las cuales se estudian a continuación.

2.2 Anormalidades en micro-redes

El diseño de un sistema de protección se establece sobre el análisis de las posibles anomalías en la micro-red, que servirá para detallar la lista de requerimientos. Las posibles anomalías varían en magnitud y tipo. Esta sub-sección examina los tipos y características, para las cuales el despliegue del sistema de protección es factible y necesario.

En general, una anomalía se define como condición inesperada que, aplicada a un SEP, tiende afectar adversamente el valor de una variable controlada [38],[17]. En esta tesis se dará cuenta de dos tipos de anomalías, que son: i) las fallas, donde el daño es inminente para los equipos y/o personas, lo que requiere tiempos de despeje significativamente bajos (típicamente menores a un segundo), dadas las altas corrientes, que provocarán posibles inestabilidades en el sistema y perjuicios en las personas (ejemplos de estas fallas son: cortocircuitos y fases abiertas); y, ii) las perturbaciones, donde el daño es potencial y se manifestará en un tiempo mayor, por lo que el despeje no es crítico, sino que se busca el mejor momento, según ciertos criterios (ejemplos de perturbación son: sobrecargas, desequilibrios, contactos a tierra, calentamiento, sobre tensiones moderadas).

Los dispositivos de protección son instalados para hacer frente a las distintas anomalías presentadas en la Tabla 2-3 [25],[39],[40]. Los dispositivos de protección se agrupan en: i) reaccionarios, donde la respuesta automática, dada la falla, es la desconexión de la zona que experimenta la anomalía, de modo que el resto mantenga su funcionamiento normal; y, ii) de seguridad (o salvaguarda), que están diseñados para reconocer una cierta condición peligrosa en el entorno del sistema eléctrico, y tomar medidas predeterminadas para cambiar a una menos peligrosa, o bien, emitir una alarma para que otro elemento tome las acciones.

Tabla 2-3: Universo de posibles anomalías en micro-redes

Componente	Sub-componentes	Modos de falla	Posibles Causas	Efectos
Red de distribución CA	Cables, componentes de la red (Ej.: transformadores)	Cortocircuito trifásico, bifásico, bifásico-tierra y monofásico-tierra Falla alta impedancia, falla arco, transitorio tensión, desviación frecuencia, desbalance tensión, caída fase	Contacto accidental, evento natural (Ej.: rayos), sobrecarga, discontinuidad de corriente, daño en aislación, pérdida de generación, desbalance o desconexión de carga	Caída de la micro-red, alta y baja tensión, oscilación de frecuencia, daños en equipos de usuarios
Plantas FV	Celda	Degradación Cortocircuito, abierta Interconexión abierta Puntos calientes	Exceso exposición, residuos (Ej.: polvo, nieve), desajustes entre celdas, sobrecalentamiento	Pérdida/reducción de potencia salida, introducción corriente de falla de CC, desconexión arreglo/planta FV
	Modulo	Cortocircuito, abierto. Vidrio quebrado, delaminación Desajustes temporales Falla tierra o arco Transitorios tensión	Defectos fabricación, cargas mecánicas, corrosión, evento natural, degradación del recubrimiento anti reflectante, residuos (Ej.: polvo, suciedad, nieve), ruptura de aislamiento, discontinuidad de corriente	
	Seguidor solar	Problemas del control Daño actuadores	Defectos fabricación, daños en motores eléctricos	
	Diodo bypass	Circuito abierto o cortocircuito	Sobrecalentamiento, degradación	
Generadores eólicos	Caja de engranes	Daño engrane, rodamiento o sello	Falla lubricación, contaminación, corrosión, defectos de fabricación, vibración excesiva, sobre velocidad, evento natural (Ej.: rayo), pérdida de sistema hidráulico	Pérdida/reducción de potencia salida, sobrecalentamiento, desconexión de la unidad
	Generador	Daño devanado, rodamiento, rotor		
	Rotores y aspas	Fracturas		
	Sistema hidráulico	Daños mecánicos		

En este trabajo de tesis se abordan las fallas de cortocircuito en la red de distribución en CA, junto con las fallas en la red de CC de las plantas FV. A continuación, se revisan distintos aspectos de cada una.

2.2.1 Fallas en la red de distribución

En la red de distribución se dice que se produce un cortocircuito cuando dos o más puntos que, en condiciones normales, se encuentran a diferente potencial, se colocan accidentalmente en

contacto, ya sea a través de una impedancia baja o nula, o por la pérdida de la aislación [41]. Por lo tanto, el estudio del cortocircuito debe ser parte de la planificación y operación de una micro-red, lo que se relaciona con el dimensionamiento de los componentes, y de las protecciones. Los efectos perjudiciales de un cortocircuito se asocian principalmente dadas las altas corrientes de falla, lo que produce calentamiento en los componentes y esfuerzos electrodinámicos, además de variaciones de la tensión. Así, un cortocircuito conlleva un riesgo en la estabilidad de la micro-red.

Las fallas de cortocircuito se clasifican en equilibrados y desequilibrados. El cálculo de la corriente de falla se muestra en la Tabla 2-4. Se considera una micro-red en configuración radial, con una sola fuente de tensión. Se presentan los tipos de fallas más recurrentes, que son: trifásico (3F), bifásico (LL), bifásico a tierra (LLT), y monofásico a tierra (1LT) [17].

El nivel máximo de corriente de falla corresponde al cortocircuito 3F; mientras que el nivel mínimo se presenta en el cortocircuito LL. En la Tabla 2-4 no se incluyó el cálculo del cortocircuito bifásico a tierra (LLT), por tener un nivel intermedio entre la falla 3F y la LL. Finalmente, hay un caso particular de cortocircuito de tipo 1LT, que es cuando se asume que $Z_S = Z_F = 0$, ya que su valor tendrá la misma magnitud que en el cortocircuito 3F, es decir, con magnitud máxima.

Tabla 2-4: Cálculo de corrientes de falla para micro-red radial

Cortocircuito	Corriente de Falla	Conexión Transformador	Ecuación No.
3F	$I_{sc} = \frac{V_F}{Z_S + Z_T + Z_L + Z_F}$	Triángulo o estrella-con tierra	(2-5)
LL	$I_{sc.b} = -I_{sc.c} = \frac{-j\sqrt{3} \cdot V_F}{2(Z_S + Z_T + Z_L) + Z_F}$	Triángulo o estrella-con tierra	(2-6)
1LT	$I_{sc} = \frac{3 \cdot V_F}{2 \cdot Z_S + 3 \cdot Z_T + 3 \cdot Z_L + 3 \cdot Z_F}$	Triángulo o estrella-con tierra	(2-7)

donde:

I_{sc} es la corriente de falla.

V_F es la tensión equivalente Thévenin pre-falla.

Z_S es la impedancia de la fuente.

Z_T es la impedancia del transformador (en caso de estar presente).

Z_L es la impedancia de la línea de distribución.

Z_F es la impedancia de falla.

Todas las impedancias son componentes de secuencia positiva. En el caso de la impedancia de falla el cálculo se realiza siguiendo las siguientes expresiones [17]:

$$Z_F = 0 \quad (\text{para cálculo de la magnitud máxima}). \quad (2-8)$$

$$Z_F = \frac{R_{FLT}}{Z_B} \quad (\text{para cálculo de la magnitud mínima}). \quad (2-9)$$

donde:

R_{FLT} es la impedancia de falla del arco en ohmios durante el cortocircuito.

Z_B es la impedancia base.

La inclusión de un valor de impedancia de falla en los cálculos de cortocircuito, es un aspecto clave para el sistema de protección que incluya un elemento de baja tensión. Cuando se incluye un valor de impedancia de falla, se considera la caída de tensión durante el cortocircuito en esta condición, la cual será menor que cuando la $Z_F = 0$.

Usando la Ecuación (2-5) con $Z_F = 0$, se obtiene la máxima corriente de falla, conocida como falla sólida. Con esta corriente se determina la capacidad de soporte de los componentes del sistema eléctrico, que deberán mantener su integridad bajo ese nivel de corriente. Sin embargo, las fallas raramente son sólidas, y conducen a una mala operación (afectar o inhibir) de los dispositivos de protección, en caso de no ser considerada en los cálculos.

La impedancia de falla del arco es una cantidad muy variable y cambia de forma no lineal con la corriente durante el ciclo, y entre ciclo a ciclo. Durante la falla, cuanto mayor es la corriente, mayor será la zona ionizada, y menor es la resistencia del arco. La tensión a través del arco, aunque no presenta un valor fijo, es más constante que la resistencia. En sistemas de baja tensión (<1000 [V]), el arco eléctrico durante la falla se ve más afectado por la resistencia de la falla, que los sistemas de mayor tensión, por lo tanto, la corriente de falla es de menor en magnitud, comparado con fallas sólidas [42].

2.2.2 Fallas en plantas FV

Los módulos fotovoltaicos son una fuente de energía renovable a partir de la radiación solar. Estos son construidos utilizando materiales de vidrio, metales, polímeros, y semiconductores. La Fig. 2-2 presenta un módulo FV típico, con sus componentes, los cuales son susceptibles a fallar. Según la Tabla 2-3, los modos de falla en las celdas son los siguientes: degradación, celda abierta o en cortocircuito, y puntos calientes. En el módulo, los modos de falla son los siguientes: circuito abierto o en corto, quebraduras en el vidrio, y delaminación. Finalmente, el diodo de derivación (bypass, su nombre en inglés) es posible que falle. Estos modos de falla son debidos a: corrosión, daño mecánico, efecto del ambiente, defectos de fábrica, sobre temperatura. La consecuencia principal será la reducción de la potencia de salida del módulo.

La Tabla 2-3 presenta un listado de las fallas en la zona de CC de un arreglo FV, sin considerar fallas en el inversor [43]. Algunos modos de falla pueden pasar ocultos a los dispositivos de protección convencionales, que normalmente protegen con base en la detección de la corriente [44]. Lo anterior se debe a que la corriente de falla en plantas FV está altamente relacionada con lo siguiente: i) el tipo de defecto; ii) la ubicación de la falla dentro del arreglo; iii) la impedancia de la falla; y iv) las condiciones meteorológicas imperantes (como el nivel de radiación) [39]. Por lo tanto, los dispositivos de protección por sobrecorriente no siempre funcionarán correctamente, con el fin de despejar la falla. Sin la protección adecuada, las fallas ocultas en los sistemas FV provocarán daños severos [45].

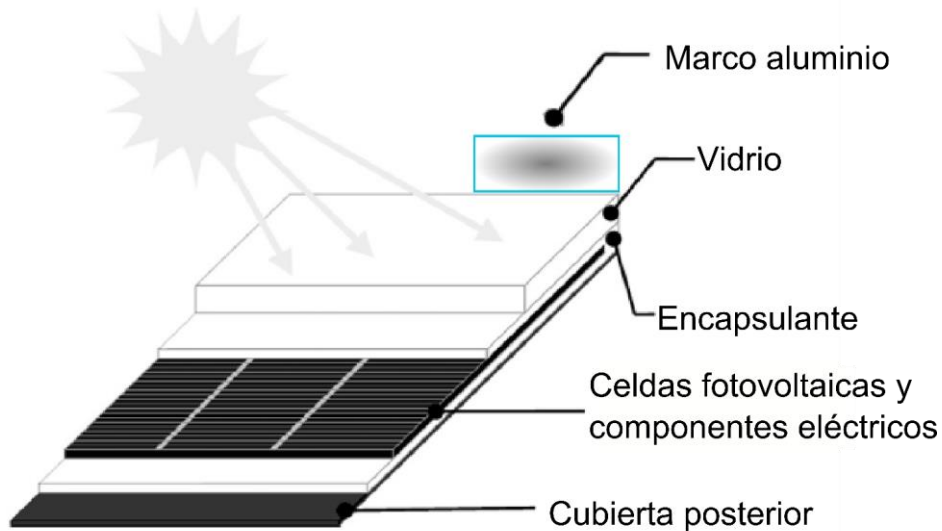


Figura 2-2: Módulo FV y sus distintos componentes

Según el código eléctrico utilizado en cada país, se solicita al usuario incluir un protector contra sobrecorriente, conectado en serie con los módulos FV [18]. Una opción muy extendida es el uso del fusible, donde su selección se hace sobre la base de la corriente nominal del dispositivo (I_N), la cual no debería ser mayor que 156% de la corriente nominal de cortocircuito del módulo (I_{SC}), en condiciones de prueba estándar (STC, por las siglas en inglés de standard test condition). Los fusibles actúan según su curva característica “corriente versus tiempo”. Según el estándar 2579-7, del organismo Underwriter Laboratories Inc., con sede en EE.UU., la mínima corriente de actuación de un fusible se establece en $1.35 \cdot I_N$ [39]. Así, para que un fusible logre entrar en su zona de activación (y despejar una falla) se requiere que la corriente supere el nivel de $2.10 \cdot I_{SC}$ (calculado como: $[1.35 \cdot 1.56] \cdot I_{SC}$), lo que no siempre se alcanza.

Junto con los fusibles e interruptores de sobrecorriente, existen tres dispositivos de protección adicionales, los cuales se conectan en la red de CC de las plantas FV, para proteger otros tipos de fallas. Estos son: i) protector contra falla a tierra, ii) protector contra falla de arco; y, iii) protector contra transitorios de tensión. El primero detecta cualquier corriente de fuga a tierra y opera el interruptor desconectándolo al superar un umbral. Por su parte, el protector contra falla de arco protege contra falso contactos, ya que un arco puede provocar fuentes de calor que deriven en un incendio. Finalmente, los protectores contra transitorios de tensión se colocan para despejar cualquier sobretensión potencialmente dañina, y descargarla a tierra.

Adicionalmente, los módulos y arreglos FV incluyen dos tipos de diodos de protección, que son: el de bloqueo y el de bypass. El primero protege al arreglo FV contra corrientes inversas, lo que ayuda a incrementar la producción de potencia en condiciones de baja radiación, o transiciones noche-a-día. Mientras que el diodo de bypass previene que el módulo se sobrecaliente bajo sombreado parcial, o falla en alguna celda.

Este trabajo de tesis se enfoca en desarrollar un sistema de protección que cubra la zona de la red de CC de las plantas FV, contenidas en micro-redes, que se complemente con los dispositivos de protección antes mencionados. La Fig. 2-3 presenta un grupo de fallas línea-a-línea comunes en

plantas FV, enumeradas del 1 al 5. Cada una se caracteriza por lo siguiente (se considera resistencia de falla nula) [39]:

- *Falla #1 (F1-negativo)*: la magnitud de la corriente de falla es la más alta en magnitud (de este análisis), y tiene un sentido inverso al normal. En esta condición el inversor se desconecta, debido a que la tensión del arreglo presenta una caída considerable.
- *Falla #2 (F2-negativo)*: la corriente de falla es de magnitud intermedia, con sentido inverso. La caída de tensión es intermedia. El sistema MPPT del inversor actúa, ajustándose a un nuevo punto de operación. Según el dimensionamiento de los fusibles, podrían actuar o no, despejando la falla.
- *Falla #3 (F3-F4)*: la corriente de falla es de magnitud baja, con sentido inverso. La caída de tensión es intermedia. El sistema MPPT del inversor actúa, ajustándose a un nuevo punto de operación. Según el dimensionamiento de los fusibles, podrían actuar o no, despejando la falla.
- *Falla #4 (F5-F6)*: la corriente de falla presenta una magnitud extremadamente baja, ya que son pocos los módulos involucrados en la anomalía. Los fusibles no detectan la baja corriente. El sistema MPPT del inversor hace el ajuste a un nuevo punto de operación.
- *Falla #5 (módulo-tierra)*: esta falla se produce cuando un módulo desarrolla un camino de conducción a tierra. Se presentan dos tipos de fallas a tierra: i) la tensión de falla es mayor que la mitad de la tensión del MPPT, provocando una magnitud de corriente de falla moderada; y, ii) la tensión de falla es cercana a la tensión del MPPT, provocando una magnitud de corriente de falla alta. En cada caso, dependerá del ajuste del dispositivo de protección contra falla a tierra su detección, o no.

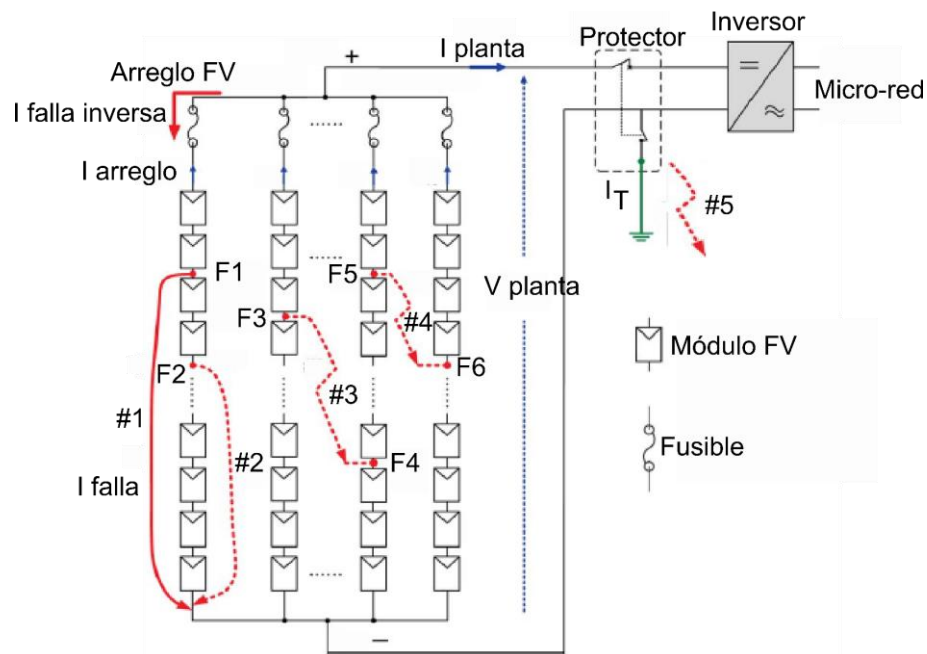


Figura 2-3: Fallas línea-línea en zona CC de plantas FV

Se concluye que los dispositivos convencionales de sobrecorriente tendrán problemas para proteger las plantas FV contra fallas de cortocircuito. Se requieren nuevos métodos para detectar fallas en arreglos FV utilizados en micro-redes.

2.2.3 Fallas en plantas eólicas

Los generadores eólicos son una fuente de energía renovable a partir del viento. Se componen de los siguientes elementos: cajas de engranes y rodamientos, generador eléctrico, inversor y control, junto con rotores, aspas y sistema hidráulico. Por ser una máquina rotante, las principales fallas están presentes en las cajas de engranes y rodamientos. Sin embargo, es posible que otros componentes de las plantas eólicas fallen. Entre las causas de fallas están las siguientes: por corrosión, defectos mecánicos, en el generador, en el rotor, en la electrónica de potencia, defectos de fabricación. Las consecuencias serán la reducción de eficiencia, potencia de salida, distorsión de la tensión y corriente de salida. En este trabajo de tesis no se abordan las fallas en plantas eólicas, y se asume que son atendidas usando dispositivos propios.

2.2.4 Fallas en otras unidades

Las posibles fallas internas en otras unidades RD, como en los grupos electrógenos, son protegidas por dispositivos de protección de diseño especial, para fallas ocasionadas por: sobre/baja tensión, sobre/baja frecuencia, sobre temperatura, y sobrecorriente [16]. En el caso de los SAE basados en baterías, las fallas en la zona de CC son vigiladas y protegidas por medio de dispositivos convencionales, junto con el sistema de manejo (BMS por las siglas de battery management system). La referencia [46] indica que el BMS debe incluir protecciones contra: cortocircuito, sobrecarga, recarga excesiva, descarga demasiado profunda, y sobrecalentamiento.

La atención de las fallas en este tipo de unidades RD, no se incluye en este trabajo de tesis, y se asume que son protegidos por sus propios dispositivos. Sin embargo, el sistema de protección propuesto en el Capítulo 5 podrá recibir la información proveniente de los dispositivos de protección que operan en otras unidades RD.

2.3 Comportamiento de la micro-red frente a fallas

La presencia de unidades RD en la micro-red tiene impactos en el comportamiento frente a fallas de cortocircuito, lo que a su vez, afectará el desempeño de los dispositivos de protección [47]. Dado que existen diferentes tipos de unidades RD, según sea la fuente de potencia, su comportamiento durante una falla dependerá de su clasificación. Las unidades RD se clasifican en [48]:

- *Fuentes de CC*: son fuentes de potencia en CC, como celdas de combustible, celdas fotovoltaicas, baterías y turbinas eólicas. Se integran a la red de CA por medio de inversores.
- *Fuentes CA-CC-CA*: estas fuentes producen en CA, en una frecuencia distinta a la de la red, como turbinas eólicas. La CA necesita ser convertida a CC, y de nuevo a CA a la frecuencia de la red, utilizando inversores.

- *Fuentes CA*: estas fuentes producen en CA a la frecuencia de la red, como turbinas eólicas, o generadores síncronos. Estas fuentes se integran directamente a la red CA.

La corriente de cortocircuito en micro-redes se afectará según el modo de operación, y del tipo de unidad RD conectada, tanto en su dirección, como en la magnitud. A continuación, se analizan ambos aspectos.

2.3.1 Dirección de la corriente de falla

Las redes eléctricas de distribución se diseñaron bajo la premisa de operar con flujos de potencia unidireccionales, en configuración radial, y una sola fuente de corriente de falla [49]. Sin embargo, la inclusión de unidades RD introducen nuevas configuraciones, como la posibilidad de flujos bidireccionales. Esto afectará el desempeño de los sistemas de protección [50]. Por lo tanto, se compromete la aplicación de la filosofía de diseño convencional a los sistemas de protección de micro-redes.

En las redes de distribución, los dispositivos que protegen las líneas no incluyen elementos direccionales. Tradicionalmente, los dispositivos consisten en reconectores automáticos (reclosers, como se denominan en inglés), seccionadores y fusibles. Pero en micro-redes, el uso de estos dispositivos no siempre será posible, ya que son insensibles a la dirección del flujo de potencia, lo que se ha demostrado en la literatura [15].

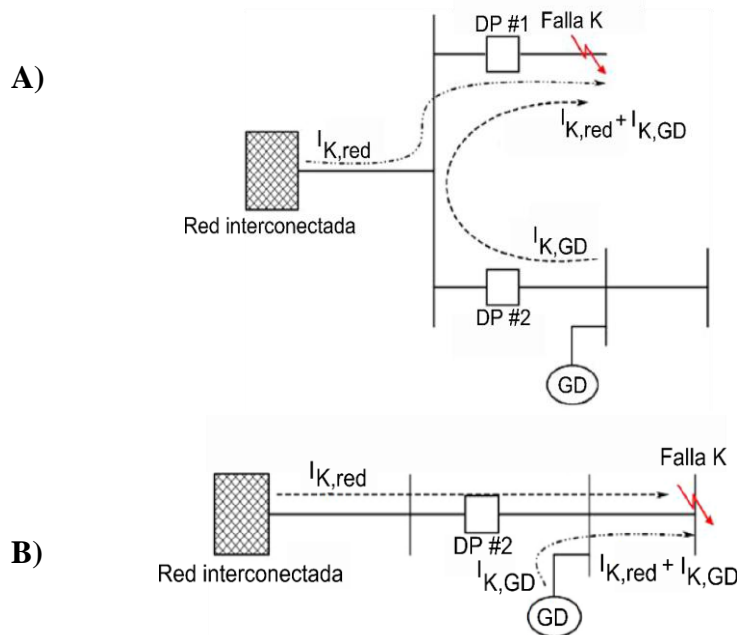


Figura 2-4: Demostración del flujo bidireccional: A) Localización #1; B) Localización #2

Para ilustrar lo anterior, la Fig. 2-4 demuestra la necesidad de contar con dispositivos de protección (DP) sensibles a la dirección de la corriente de falla. Primeramente, en la Fig. 2-4-A), la falla K se presenta en una localización #1, tal que produce un flujo de potencia por el DP #2 en el sentido indicado. Por el contrario, cuando la falla ocurre en la localización #2, el sentido del

flujo de potencia por el DP #2 se invierte, respecto del caso anterior. Se espera que el DP #2 no sea accionado en caso de falla según la Fig. 2-4-A), pero si en el caso de la Fig. 2-4-B). Lo anterior solo se logrará con un dispositivo sensible a la dirección de la corriente.

2.3.2 Magnitud de la corriente de falla

El comportamiento de la magnitud de la corriente de falla depende, en primer lugar, si la característica de impedancia de cada unidad RD muestra efectos de tiempo sub-transitoria, transitoria y/o síncrona [41]. Esto está relacionado con la forma en que la corriente de falla decae con el tiempo. En el caso de generadores síncronos, la corriente de falla depende de la tensión previa a la falla, y de las reactancias transitoria y sub-transitoria de la máquina. En el instante previo a la falla, cada corriente de fase tiene un valor que depende de la carga. Después del incidente de falla, las corrientes en cada fase cambian rápidamente a valores muy altos dependiendo del tipo de cortocircuito, la ubicación, y la reactancia sub-transitoria del generador (x_d''). Esta corriente con magnitud alta comienza a decaer inmediatamente luego de ocurrida la falla. Primeramente, el tiempo de la corriente de falla es determinado por la constante de tiempo sub-transitoria (t_d''), con tiempos de duración alrededor de los 2 ciclos. Posteriormente, de manera más lenta, determinada por la constante de tiempo transitoria (t_d'), con valores en el orden de 1 [s]. Para estimar la contribución de la corriente de falla del generador síncrono, se podrían considerar distintos métodos bien documentados, establecidos en la normativa [51].

A diferencia de los generadores síncronos, la corriente de cortocircuito en las unidades RD con interfaz de electrónica de potencia (inversor), como por ejemplo las plantas FV, o los SAE, dependerá del rango de los dispositivos semiconductores, de su límite térmico y de la estrategia de control del inversor. Si se analiza la salida de corriente de falla de un inversor, típicamente es limitada a (1.5-2.0) veces la corriente nominal (1.5-2.0 [p.u.]), durante el período transitorio. A diferencia de las máquinas síncronas que generan corrientes de falla con rango típico de (4.0 a 10.0) [p.u.] [52],[53]. El límite superior de la corriente de falla no siempre es alcanzado en un inversor, y es posible llegar a un valor mínimo, o, incluso, contribución de falla nula.

Este comportamiento del inversor es definido y controlado por el algoritmo interno de control, establecido por el fabricante. A diferencia de las máquinas rotativas, donde su respuesta dinámica depende principalmente de la característica inercial [54]. Entre los fabricantes de inversores predominan tres estrategias de control, que limitan la corriente durante condiciones de falla, estas son: i) saturación instantánea, la cual se basa en un límite máximo que no se supera, por ejemplo de 2.0 [p.u.] (que es ampliamente utilizado en los estudios de cortocircuito con inversores); ii) de cerrojo, la cual se basa en una referencia que recibe el control de corriente del inversor, como un valor pre establecido para ser usado durante fallas; y, iii) limitación híbrida de referencia, que utiliza un factor de reducción sobre la corriente de salida [22]. Los métodos varían en complejidad y el efecto sobre la forma de onda de la corriente.

En relación con los tipos de inversores utilizados en las unidades RD, existen dos de uso generalizado, estos son: 1) inversores con control de potencia constante P/Q, o control CSI (por las siglas en inglés de current source inverter), clasificados como seguidores de red; y, 2) inversores con control de tensión y frecuencia V/f, o control VSI (por las siglas en inglés de voltage source inverter), clasificados como formadores de red [13]. Por un lado, los inversores con control de potencia constante entregan a la micro-red un valor de potencia activa y reactiva predefinidas, por

medio de un lazo de control interno de corriente. Para la correcta operación del inversor de potencia constante se requiere un algoritmo de sincronización a la red. Por otro lado, los inversores con control de frecuencia y tensión son fuentes de potencia que incluyen dos lazos de control internos, uno para tensión y otro para corriente. Las referencias de tensión y frecuencia son recibidas de controles superiores, como el caso del control droop. En la operación aislada con control centralizado, el sistema de control de la micro-red proporciona consignas a todo el sistema, siendo esta una configuración maestro-esclavo, entre el sistema central y las unidades de generación [55]. De esta manera, la unidad RD definida como maestro está bajo un control V/f, mientras que la unidad esclavo está bajo un control P/Q [48]. Frente a fallas cada control responderá según lo siguiente:

- Bajo control P/Q: la corriente de falla se limita a (1.5-2.0) [p.u.], en relación a la corriente nominal del inversor. En caso de cortocircuito trifásico, si la corriente de falla es menor a 1.5 [p.u.], el inversor es una fuente de potencia constante, la corriente sube, y la tensión cae; por otro lado, si la corriente de falla es igual a 2.0 [p.u.], el inversor es una fuente de corriente constante. En caso de cortocircuito asimétrico, se comporta como una fuente de secuencia positiva constante, y la corriente sube; en el caso de cortocircuito bifásico, la componente de secuencia negativa sube; en el caso de corto a tierra monofásico, la tensión de secuencia cero sube.
- Bajo control V/f: en caso de cortocircuito trifásico, el inversor es una fuente de tensión/frecuencia constante, y si la salida de potencia no alcanza el máximo, la corriente sube y la potencia aumenta; y si la potencia máxima es alcanzada, la tensión cae. En caso de un cortocircuito asimétrico, el inversor es una fuente constante de potencia de secuencia positiva, y la corriente sube; en caso de cortocircuito bifásico, la componente de secuencia negativa de la tensión sube; y en el caso de corto a tierra monofásico, la tensión de secuencia cero sube.

Otras estrategias de control de los inversores frente a fallas son las siguientes: i) no inyectar corriente cuando la tensión en sus terminales tiende a caer, y la contribución a la corriente de falla es cero; ii) contribuir únicamente con corriente de secuencia positiva, o bien corrientes de secuencia positiva y negativa, pero limitado a un valor por fase algo superior a la corriente nominal; finalmente, iii) inyectar solo corriente de secuencia negativa, o secuencia cero, durante un fallo en la red [56],[57]. La respuesta del inversor frente a fallas finalmente dependerá de la estrategia utilizada en el diseño y cualquier requisito especial de la red, tales como códigos locales de los sistemas eléctricos, para cumplir con ciertos requerimientos [58].

Una característica adicional de la magnitud de la corriente de falla, tiene que ver con su comportamiento a lo largo de las líneas de la micro-red. Se ha encontrado que las magnitudes son similares conforme se recorren las líneas de distribución [16],[59],[60]. Este comportamiento es más evidente en micro-redes de baja tensión. La razón de esta situación se encuentra en los valores de la relación resistencia/reactancia (R/X). En micro-redes la relación R/X tiende a valores mayores a 1, dada la limitada longitud de las líneas de distribución. Mientras que en las redes de distribución convencionales, la relación R/X tiende a valores menores a 1, y, a medida que el punto de falla se aleja de la fuente de potencia, la corriente de cortocircuito se reduce [60]. Esto ha permitido coordinar los sistemas de protección con estrategia de tipo amperimétrica. Es decir, usa la corriente

de ajuste de pick-up como medio de coordinación. En micro-redes, las estrategias de coordinación de protecciones tendrán mayores dificultades. Sobre lo anterior, la literatura establece, como requisito determinante, para la coordinación amperimétrica que se cumpla con la siguiente condición [11]:

$$I_b \geq 1.3 \cdot I_e \quad (2-10)$$

donde I_b e I_e son las corrientes de falla al inicio y final de la línea, respectivamente. Cuando este requisito se cumple, es posible establecer zonas de protección para los dispositivos de sobrecorriente, alcanzando criterios de selectividad y coordinación, por medio de la corriente.

2.3.3 Tensión durante fallas de cortocircuito

El comportamiento de la tensión durante las fallas de cortocircuito en una micro-red tiene características similares a los SEP, en lo que respecta a su magnitud [61]. Esto es, se esperan severas caídas de tensión, como consecuencia de la perturbación introducida en el sistema por la falla de cortocircuito. El comportamiento presentará algunas diferencias en magnitud entre el modo conectado versus el aislado, siendo mayores las caídas en el modo aislado. Cabe destacar que, en [50] se explica que los altos valores de R/X resultarán también en el fuerte acoplamiento entre la potencia activa con las magnitudes de tensión. Los autores demostraron por medio de simulaciones de flujo de potencia, que el control de potencia reactiva de las unidades RD podría contribuir con aproximadamente un (10 a 30) % de la regulación de tensión total.

El comportamiento de la tensión durante el cortocircuito es importante caracterizarlo, ya que varias propuestas de la literatura están dirigidas a utilizar esta variable como parte del esquema de detección de fallas en micro-redes. Por ejemplo, la referencia [60] propone usar la tensión como base de los sistemas de protección. Por otra parte, la referencia [47] sugiere ampliar el estudio de las protecciones por medio de la tensión en micro-redes aisladas, proponiendo el uso de ventanas móviles para los ajustes de los dispositivos de protección. En este sentido, y como punto de partida, conviene revisar la clasificación que propone el IEEE (siglas en inglés de Institute of Electrical and Electronic Engineers) para las variaciones de tensión de corta duración, que abarcan el rango de 0.5 [ciclos] a 1 [min] [62]. Este rango es el tiempo de operación esperado de los dispositivos contra cortocircuito. Según la Tabla 2-5, se corrobora que una tensión por debajo de 0.9 [p.u.] se debería considerar como una condición anormal.

Tabla 2-5: Categorías de variación de tensión de corta duración en SEP

Categoría	Tipo	Duración	Tensión
Instantánea	Caída	0.5-30 ciclos	0.1-0.9 [p.u.]
	Aumento	0.5-30 ciclos	1.1-1.8 [p.u.]
Momentánea	Interrupción	0.5 ciclos-3 [s]	<0.1 [p.u.]
	Caída	30 ciclos-3 [s]	0.1-0.9 [p.u.]
	Aumento	30 ciclos-3 [s]	1.1-1.4 [p.u.]
Temporal	Interrupción	3 [s]-1 [min]	<0.1 [p.u.]
	Caída	3 [s]-1 [min]	0.1-0.9 [p.u.]
	Aumento	3 [s]-1 [min]	1.1-1.2 [p.u.]

2.3.4 Comprobación en micro-red de prueba

Como una forma de comprobar el comportamiento de la micro-red antes descrito, en esta sub-sección se utiliza la red de prueba de IEEE con 37 barras, operando en modo aislado. El objetivo es evaluar el comportamiento de la micro-red durante fallas. Para mayores detalles de la red de prueba se sugiere revisar [63].

Se realizaron algunas modificaciones de la red IEEE de 37 barras para que opere como micro-red en modo aislado. Esto es, se incluyeron dos unidades RD, a saber: i) un sistema de almacenamiento (BESS, por las siglas en inglés de battery energy storage system), conectado en la barra 701, 5 [MW], 4.8 [kV], 60 [Hz], con inversor de tipo fuente de tensión; y, ii) una planta FV conectada en la barra 720, 3 [MW], 4.8 [kV], 60 [Hz], con inversor de tipo fuente de corriente. Las cargas se consideraron como balanceadas. La Fig. 2-5 muestra la red de prueba modificada.

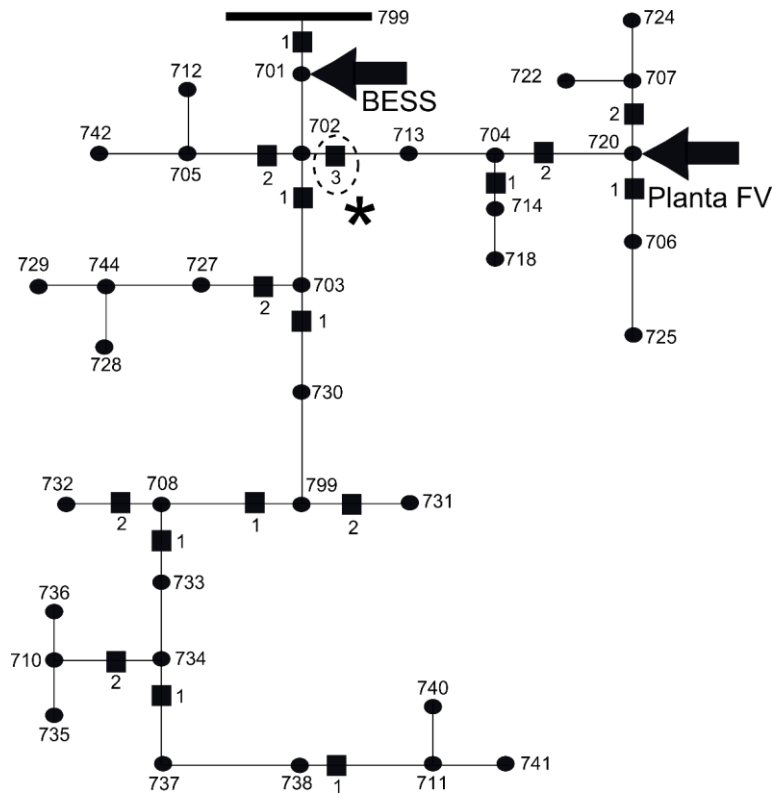


Figura 2-5: Red de prueba IEEE de 37 barras para evaluar fallas de cortocircuito

La condición de operación evaluada considera que las cargas son alimentadas por medio de la planta FV, y el BESS se encuentra en estado de carga. Bajo esta condición, se realiza un estudio de cortocircuito en las barras que incluyen dispositivos de protección, junto con el estudio de flujo de potencia. La Tabla 2-6 resume los resultados de dichos estudios.

Con los resultados y el análisis de la micro-red se concluye lo siguiente:

1. Algunos dispositivos de protección deberán ser direccionales, por la posibilidad de flujos bidireccionales, como lo menciona la Sub-sección 2.3.1. Por ejemplo, el dispositivo de protección 3 de la barra 702 (ver indicación * en la Fig. 2-5) experimentará una corriente de falla hacia la barra 704, si la falla es en la zona de este último. Pero, la corriente de falla por el dispositivo 3 de la barra 702 sería en el sentido contrario, si una falla se presenta hacia la barra 703.
2. La Tabla 2-6 muestra una secuencia de dispositivos de protección primario/respaldo, utilizando números en negrita y subrayados. Esto significa que, por ejemplo, en la barra 702 el dispositivo 1 opera como respaldo del 1 de la barra 703. Si se aplica la restricción de la Ecuación (2-10), en los casos destacados, se llega a la conclusión que en dos casos si se cumple la restricción de ser mayor al 30% en la magnitud de la corriente, y en otros dos casos no se cumple, lo que traerá mayor dificultad en la coordinación de protecciones.
3. Se confirma también que las corrientes de falla de cortocircuito tienen valores similares en las distintas barras, a medida que se recorren las líneas. En este caso, las corrientes de falla

oscilaron entre (0.97 a 1.13) [kA]. Esto incorpora mayor dificultad en la tarea de coordinación de protecciones.

Tabla 2-6: Resultados del estudio de la red IEEE de 37 barras

Barra No.	Estudio de Cortocircuito	Estudio de Flujo de Potencia		
	Corriente cortocircuito [kA]	Magnitud de tensión [kV]	Corriente a barra No.	Magnitud de corriente [A]
702	1,13	4,70	701	187
			<u>703</u>	<u>150</u>
			705	24
			713	- 301
703	1,10	4,70	<u>730</u>	<u>116</u>
			727	34
799	1,07	4,70	<u>708</u>	<u>94</u>
			731	11
708	1,06	4,70	732	6
			<u>733</u>	<u>88</u>
734	1,01	4,70	<u>737</u>	<u>54</u>
			710	17
738	0,97	4,60	711	17
704	1,13	4,80	714	16
			720	- 325
720	1,13	4,80	Planta FV	- 363
			707	27
			706	6

2.4 Resumen

En este capítulo se introdujo el concepto de micro-red, como un sistema eléctrico de potencia auto sostenido, con potencial para operar en dos modos, que son: conectado y desconectado de la red eléctrica interconectada. Las principales características de las micro-redes fueron mencionadas. Además, se estableció la importancia que tiene el modo de operación de la micro-red en su comportamiento frente a fallas. En este sentido, se revisaron las posibles anomalías en micro-redes, reportadas en la literatura. Esta revisión comenzó con una presentación del universo de fallas

separándolas por componentes y sub-componentes. Seguidamente, se presentaron los modos de falla, posibles causas y efectos en la micro-red. Además, se revisó el comportamiento de la micro-red frente a fallas, separándolo en las siguientes características: dirección y magnitud de la corriente de falla, y magnitud de la tensión durante fallas. Finalmente, se realizó una comprobación de lo presentado por medio de la simulación y cálculos de falla en la red de prueba del IEEE de 37 barras. Esta revisión de las posibles anomalías y el comportamiento de la micro-red frente a fallas se constituye en el primer paso para establecer un sistema de protección para micro-redes, que responda adecuadamente frente a las fallas. Este punto es un gran desafío para las micro-redes, especialmente aquellas que incluyan plantas FV.

Capítulo 3 Protección de micro-redes y sistemas de diagnóstico de plantas FV

Este capítulo presenta los aspectos relacionados a la tarea de proteger micro-redes, en particular aquellas que cuentan con plantas FV, como parte de las unidades RD. En la Sección 3.1 se definen una serie de conceptos sobre la protección de SEP, como una introducción a la tarea de proteger de micro-redes. Se presentan los requerimientos de los sistemas de protección en los SEP, considerando sus particularidades en las micro-redes. La Sección 3.2 presenta los sistemas de protección de micro-redes reportados en la literatura. En la revisión de los distintos sistemas se hace énfasis en las ventajas y desventajas de cada propuesta. Finalmente, en esta sección se plantea el problema de coordinación de protecciones para micro-redes. La Sección 3.3 presenta los métodos de diagnóstico de plantas FV, como parte de un sistema de protección de micro-redes, utilizados para la detección de fallas. Finalmente, en la Sección 3.4 se presenta un resumen del capítulo.

3.1 Sistemas de protección en SEP

Dado que no es económicamente viable diseñar una micro-red que soporte en su integridad todas las posibles fallas, la alternativa es incluir un sistema de protección que pueda detectar rápidamente las condiciones anormales, y tomar las medidas correctivas. Esto sigue con la práctica habitual de diseño en los SEP, que incluyen distintos elementos de protección para limitar los efectos de las fallas.

En un SEP conviven distintos entornos, llamados también contextos prácticos de estudio, donde cada uno tiene su propia escala de tiempo, diferentes problemas por resolver (o sub-problemas), y cuentan con la participación de los operadores del sistema y/o expertos en el campo específico. La Tabla 3-1 resume todos estos aspectos, y presenta un análisis de algunas de sus características, que serán aplicables en este trabajo de tesis [64]. La primera columna identifica el contexto del estudio; la segunda define cuánto tiempo de antelación se deben realizar los estudios; la tercera columna indica el tipo de sub-problema que es considerado; y, finalmente, las últimas dos columnas presentan, respectivamente, si el operador está envuelto en la toma de decisiones, o un experto participa en la misma.

Tabla 3-1: Entornos de evaluación en SEP y problemas típicos

Entorno	Escala de tiempo	Problemas típicos	Operador	Experto
Planificación del sistema	1 – 10 años	Generación, transmisión y protección	No	Si
Planificación de la operación	1 semana – 1 año	Mantenimiento, unit commitment y ajuste de protecciones	No	Si
Operación en-línea	1 hora – 1 día	Modo preventivo y evaluación de seguridad	Si	Parcial
Monitoreo en tiempo-real ⁽¹⁾	Segundos a horas	Control de emergencias y acciones de resguardo	No ⁽²⁾	No
Entrenamiento	Días a meses	Mejora en habilidades	Si	No
<p>Notas:</p> <p>(1) Se consideran diferencias entre <i>tiempo-real</i>, el cual incluye situaciones dinámicas seguidas del inicio de una perturbación; mientras que, el concepto <i>en-línea</i> considera situaciones estáticas previas a la perturbación.</p> <p>(2) Excepto para control de corrección estática de seguridad.</p>				

En la Tabla 3-1 se resaltan en negrita algunos de los problemas donde los temas de protecciones están presentes. Por ejemplo, durante la planificación del SEP se realizan análisis exhaustivos en una gran cantidad de configuraciones, con distintas contingencias, para detectar las debilidades del SEP, que entreguen las directrices para mejorar la confiabilidad y seguridad. Además, en el entorno de la planificación de la operación, se definen las estrategias de operación del SEP para situaciones normales y anormales, y el ajuste de los parámetros del sistema de protección, con participación de criterio experto.

La propuesta presentada en este trabajo de tesis implica un cambio en el paradigma de los sistemas de protección en SEP, contemplado en la Tabla 3-1. Ya que se propone que el cambio de los ajustes de los dispositivos de protección sea realizado en el entorno de “Operación en-línea”. Además, se propone un nuevo agente para la realización de dichos cambios. Esto se diferencia de los sistemas actuales de protección, donde se toman decisiones con la información local, con poca o nula interacción entre los distintos dispositivos de protección, y donde el cambio de ajustes es realizado por personal experto. Para profundizar en este tema, considere la Fig. 3-1, que muestra un circuito típico en una red de distribución convencional.

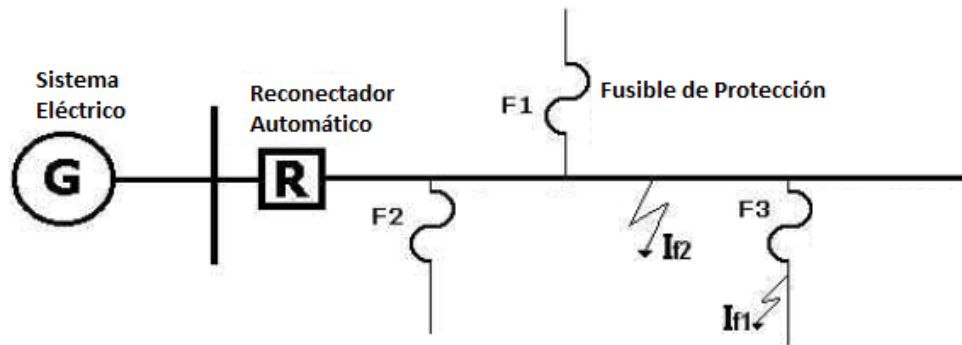


Figura 3-1: Circuito típico en una red eléctrica de distribución

Lo usual es que el circuito de distribución radial de la Fig. 3-1 sea protegido, en primera instancia, por el reconectador automático R, para cubrir fallas en la línea principal (como el caso de la falla I_{f2}). Además, por medio de fusibles, se protegen las fallas en las derivaciones de los circuitos secundarios (como la falla I_{f1}). En caso de que un fusible no actúe correctamente, despejando una falla en su zona, el reconectador deberá actuar como protección secundaria, aunque implique la pérdida del circuito completo. El método de coordinación de un sistema de protección basado en “reconectador-fusible” considera una operación anticipada en el tiempo del reconectador, para evitar que el fusible se funda en primera instancia, es decir, el fusible es más lento en su actuación [17]. Esto se logra coordinando la operación del reconectador según una corriente mínima y máxima del circuito protegido. En caso de que la corriente de falla sea permanente, es de esperar que el fusible despeje la falla. Cuando la capacidad del circuito de distribución supere una potencia determinada, definida por la capacidad del reconectador, requerirá incluir un relé de protección con un interruptor de potencia [17]. Esta situación igualmente deberá contar con un sistema de coordinación “relé-reconectador”.

Un enfoque a considerar para la protección de los circuitos de distribución radiales es el basado en relés de tiempo inverso, como lo presenta la Fig. 3-2 [17]. La coordinación de los relés se logra de manera amperimétrica, según la aplicación de distintas curvas de tiempo inverso, incluyendo un intervalo de tiempo de coordinación (CTI, por las siglas en inglés de coordination time interval) entre los dispositivos de protección. Nótese que a medida que se recorre el circuito, alejándose de la fuente, la corriente de cortocircuito I_{cc} disminuye en magnitud. Por lo tanto, los relés son coordinados de manera sencilla, ya que los más alejados utilizan la parte más inversa de la curva, actuando más lento que el más cercano a la falla, según se observa en el eje t de la Fig. 3-2, que corresponde al tiempo de actuación del dispositivo.

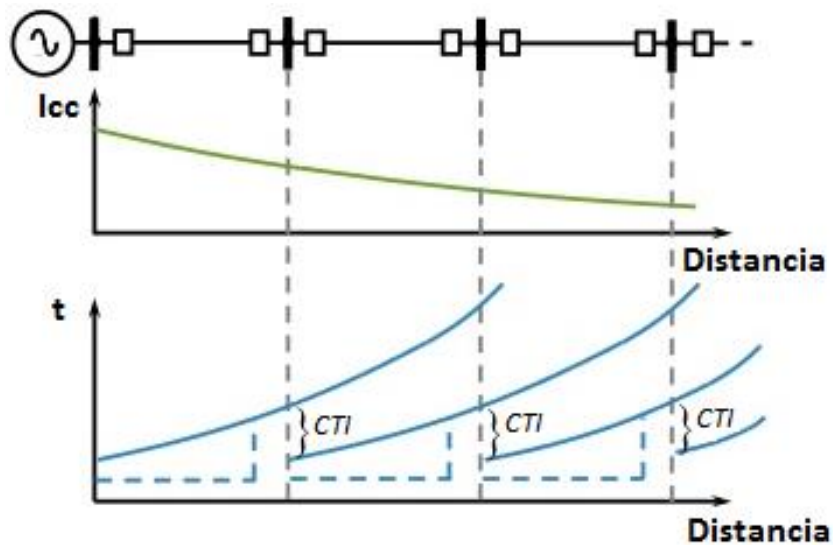


Figura 3-2: Coordinación de relés de tiempo inverso en circuito radial

El procedimiento de coordinación de los relés de tiempo inverso es realizado por medio del análisis de las curvas de disparo. En casos donde pocos dispositivos están involucrados, la coordinación puede ser alcanzada por medio de métodos de prueba y error. Sin embargo, en casos de mayor complejidad se deberán utilizar herramientas computacionales.

Junto con la coordinación de protecciones revisada anteriormente, los sistemas de protección deben cumplir una serie de requerimientos operativos. Entre los requerimientos fundamentales están los siguientes [50]:

- Sensibilidad: debe ser capaz de identificar una condición anormal, por medio de la superación del umbral pre-establecido.
- Selectividad: debe desconectar solo la parte fallada de la micro-red, o la parte más pequeña posible conteniendo la falla, para minimizar la energía no suministrada.
- Rapidez: debe responder a las condiciones anormales en el tiempo menor posible, para evitar daños a equipos y personas, junto con mantener la estabilidad de la micro-red.

Además, se deben cumplir con requerimientos adicionales, como: confiabilidad, seguridad, redundancia, y ser costo-efectivo [50].

En el caso de las micro-redes, se incorporan una serie de desafíos para el diseño de los nuevos sistemas de protección, los cuales son producto de [65],[66]:

- Incorporar unidades RD, en las redes de baja y media tensión.
- La relación R/X es alta, llegando a ser mayor que 1.
- La posibilidad de operar en dos modos, estos son: conectado o aislado de la red.
- Topología variada, con posibles cambios en la misma.
- Conexión/desconexión fuentes de generación, cargas y sistemas de almacenamiento.

- Variabilidad de las fuentes de energía renovable.

Por un lado, en el nivel local, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos de Chile solicita que el sistema eléctrico opere con niveles de confiabilidad, lo cual es definido como una cualidad determinada conjuntamente por la suficiencia, la calidad del servicio y la seguridad [67]. Al hacer extensivo dicho requerimiento a las micro-redes, se solicita que el sistema de protección opere con rapidez, sensibilidad, flexibilidad y selectividad, de cara a las anomalías [48]. Se define así el propósito del sistema de protección como: destinado a salvaguardar el sistema completo y mantener así la continuidad del suministro eléctrico, minimizar el daño y los costos de reparación cuando detecte una falla, y asegurar la seguridad del personal [68].

Por otro lado, en el nivel internacional, la serie de normas IEEE 1547 (Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems), que es una normativa extensible a las micro-redes, establece la interacción e intercambio de información entre las unidades RD, el SEP y las partes interesadas [69]. En general, la normativa plantea el posible requerimiento de intercambio de información para monitorear el estado de las unidades RD, que llegue incluso a la desconexión de alguna unidad para proteger la seguridad y operación confiable del SEP. Lo anterior está en la dirección de un sistema de monitoreo y diagnóstico, que establece el estado de los componentes críticos de un sistema eléctrico [70]. Finalmente, las micro-redes deberán ser flexibles para replantear algunos aspectos operativos, como el enfoque integral de las funciones de protección y monitoreo [71].

Específicamente, de la norma IEEE 1547.4-2011 (Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems) se obtienen algunos aspectos relacionados con la propuesta de tesis [55]. Dentro de los tópicos más significativos mencionados de esta norma, en cuanto al diseño del sistema de protección y monitoreo, están los siguientes:

- Considerar el uso de dispositivos de protección adaptativos, para ajustarse a los distintos modos de operación, para cambiar la sensibilidad y asegurar la coordinación.
- Utilizar protecciones direccionales, donde sean necesarias.
- Realizar estudios de cortocircuito para todas las posibles configuraciones de la micro-red.
- Considerar la limitada contribución a la corriente de falla de las unidades RD con inversor.
- Incluir algún sistema de monitoreo en las unidades RD, dependiendo de las necesidades particulares.
- Referirse a la norma IEEE 1547.3-2007 para obtener la guía sobre el intercambio de información, por medio de las redes de comunicación.

Finalmente, se presenta a continuación una lista de requerimientos específicos para ser aplicados en el diseño de sistemas de protección para micro-redes, los cuales deberán cumplir con lo siguiente:

- Incluir un dispositivo de protección que detecte condiciones de falla, considerando las reducidas corrientes de cortocircuito.

- Tener capacidad de adaptación a los cambios en las condiciones de operación, para protección contra las posibles anomalías.
- Establecer estrategias de coordinación de los dispositivos, basado en análisis de selectividad.
- Incluir acciones de monitoreo y diagnóstico de las unidades RD, para apoyar las acciones que realizan los dispositivos convencionales de protección.
- Operar correctamente tomando en cuenta la alta penetración de inversores como interfaz de las unidades RD, los cuales pueden operarse con distintos tipos de control.
- Soportar las estrategias de enchufar y usar (plug & play, su nombre en inglés) para unidades RD.
- Tomar en cuenta la interacción con otros sistemas de la micro-red, que permita el intercambio de información.

Bajo estas consideraciones, se realiza a continuación la revisión de la literatura de los sistemas de protección para micro-redes.

3.2 Protección de micro-redes

3.2.1 Sistemas de protección de micro-redes

Hay dos elementos que predominan en los enfoques propuestos en la literatura referidos a los sistemas de protección para micro-redes, que son: i) la gran mayoría hacen un uso intensivo de las redes de comunicación, lo que está acorde con el desarrollo tecnológico de los SEP, y de las redes inteligentes, siendo las micro-redes parte de este nuevo paradigma; y, ii) algunos se basan en las características funcionales de los dispositivos de protección, con un enfoque adaptativo [72],[16],[72],[12],[73],[74].

Los grupos y temas de investigación encontrados en la literatura se clasifican según el esquema de protección y el tipo de dispositivo utilizado, de la siguiente manera [74]:

1. Sistemas adaptativos basados en relés de sobrecorriente y baja tensión.
2. Sistemas de protección con relés diferenciales.
3. Sistemas de protección con relés de distancia.
4. Metodologías basadas en las transformaciones en la tensión, como, por ejemplo: al marco de referencia d-q, en componentes armónicas, en componentes simétricas, u otras. O bien, utilizando relés con restricción por tensión.
5. Sistemas de sobrecorriente basado en componentes simétricas.
6. Metodologías basadas en la adición de elementos externos, que buscan mantener el uso de dispositivos convencionales con ajuste fijo, orientados a proteger micro-redes en modo conectado o aislado. Hay dos enfoques principales, que son: i) dispositivos para mantener altos los niveles de corriente de cortocircuito, por ejemplo: volantes de inercia o súper capacitores; y, ii) dispositivos que limitan la corriente de falla, llamados limitadores de corriente.

7. Métodos de análisis de señales de tensión y corriente en el dominio de la frecuencia.

La Tabla 3-2 presenta un análisis de los sistemas de protección propuestos en la literatura basados en relés, destacando las principales ventajas y desventajas de cada uno [73],[12],[74].

Tabla 3-2: Evaluación de los sistemas de protección basados en relés

Tipo relé	Detalle	Ventajas	Desventajas
Sobrecorriente y sobrecorriente direccional	Actualiza los parámetros de relés según cambios en las condiciones de operación, por lo tanto, requiere relés con capacidad de ajuste en-línea.	Es posible proteger ambos modos de operación al reajustar de manera automática los parámetros de los relés.	Problemas de sensibilidad en micro-redes con bajas corrientes de falla, y dificultades en la coordinación de protecciones en micro-redes de baja tensión, debido a los altos valores de la relación R/X.
Diferencial	Compara la corriente en dos puntos de la micro-red y al superar el valor umbral emite la señal de disparo de los interruptores.	No requiere actualizar los ajustes de los relés. Aplicable a micro-redes configuradas en malla, y aplica en ambos modos de operación.	Depende la red de comunicación y de medidas sincronizadas, por lo tanto, requiere un sistema de protección de respaldo. Los transitorios durante la conexión y desconexión de unidades RD, y el sistema desbalanceado llevan a mala operación de los relés.
Distancia	Basado en la estrategia de vigilar las líneas de distribución por zonas, de acuerdo con la distancia.	Es posible proteger ambos modos de operación, y define un relé primario y secundario.	La medida de admitancia en líneas cortas es altamente desafiante (que es el caso de micro-redes). La resistencia de falla induce a errores de medición de los relés. Se dan posibles zonas de no detección de fallas.
Tensión	Basado en la medición de tensión, ya sea su magnitud o alguna transformación, como por ejemplo el marco de referencia tipo d-q, o en componentes de secuencia.	Aplicable a distinto modos de operación.	Presenta dificultades cuando en una falla exista una pequeña diferencia de tensión entre relés primario y respaldo. El método es altamente dependiente de la topología de la red y la definición de las zonas de protección. Presenta problemas de sensibilidad en micro-redes conectadas a la red.

Es importante destacar una diferencia entre dos conceptos utilizados ampliamente en el tema de protecciones en SEP, que son [17]:

- Esquema de protección: referido a la estrategia que se sigue para la selección de los tipos de dispositivos de protección, su disposición en la red y los ajustes necesarios. Se busca cumplir

los requisitos establecidos en su diseño, entre estos se encuentran: rapidez, selectividad, coordinación y confiabilidad.

- Sistema de protección: incluye todo el conjunto de partes constitutivas, como los dispositivos de protección, la red de comunicación, algún sistema experto para el ajuste en-línea y el esquema de protección.

Como se ha discutido, uno de los esquemas de protección que está siendo considerado en la literatura, es el uso de la tensión como método de detección de fallas. Lo anterior, dado que la caída de tensión presentada durante una falla puede ser usada para identificar la presencia de una anomalía. La referencia [11] analiza algunas de las propuestas de detección de fallas en micro-redes basadas en la tensión, concluyendo que los algunos de los métodos propuestos muestran ciertos problemas de operación, en aquellas fallas que no producen caídas de tensión considerables. Por lo tanto, es necesario un cuidadoso estudio para caracterizar el comportamiento de la tensión en condiciones pre-falla y falla. A continuación, se revisan distintas propuestas basadas en la tensión, como variable para la detección de fallas de cortocircuito en SEP:

- 1) La referencia [24] presenta un sistema de protección para micro-redes aplicable en ambos modos. Se propone un nuevo relé de protección que combina la acción de funciones de sobrecorriente direccional con baja tensión, así como una función especial para protección de fallas de alta impedancia. La principal crítica es que no establece claramente el método de ajustes de los parámetros de los relés, ni la coordinación. El autor simuló casos incluyendo unidades RD, basadas tanto en máquinas sincrónicas, como en unidades con inversor. En la simulación de fallas en modo aislado se muestran tiempos de despeje de fallas mayores a 450 [ms], llegando hasta 1 [s].
- 2) La referencia [75] presenta un método que sigue el error dinámico entre una señal definida como normal, contra una señal perturbada, cuando se presenta una falla. Este sistema basado en tensión, realiza su trabajo por medio de la transformada discreta de Fourier, para calcular factores llamados errores dinámicos, con los cuales se construyen una especie de curvas de tiempo inverso para la protección por tensión. Se propone un ajuste de los parámetros para proteger líneas de distribución para fallas localizadas entre un 10-90% de distancia. La principal crítica es que los relés de protección actuales no contemplan incluir programas con rutinas complejas como las propuestas. Igualmente, no se hizo referencia a los tiempos de procesamiento para los cálculos, que determinen la condición de falla.
- 3) La referencia [76] propone un nuevo relé con una curva de tiempo-corriente-tensión de tipo direccional, para la protección de redes de distribución con presencia de unidades RD. Cuando se presenta una falla, acompañado de una fuerte caída de tensión, el tiempo de despeje será menor, comparado con el caso de menor caída. De esta forma el sistema es sensible a la tensión y corriente. Adicionalmente, el autor propone una nueva curva de tres dimensiones, y un método de coordinación de protecciones formulado como un problema de optimización. El ajuste de corriente pick-up se calcula en una primera instancia, según método tradicional. Luego se optimiza el ajuste del tiempo basado en la restricción del CTI, o intervalo de tiempo de coordinación, para la protección primaria y de respaldo. El principal

inconveniente es que la metodología se aplica a redes convencionales, no en micro-redes, por lo que debería ser probada su efectividad.

- 4) La referencia [77] propone un sistema de protección para micro-redes de baja tensión, sin presentar simulaciones, sino que revisa la lista de requerimientos, destacando que analiza la micro-red en zonas de protección. En la propuesta aparece la protección de baja tensión como respaldo de aquellas basadas en sobrecorriente, utilizadas en todas las zonas de la micro-red. La principal desventaja del artículo es que no presenta los métodos de ajuste, ni coordinación, y no hace simulación o experimentación.
- 5) La referencia [22] propone un método dirigido a micro-redes aisladas, que tienen un uso intensivo de inversores. El método aplica una transformación a la señal de corriente, para detectar fallas, basado en componentes armónicas. Además, calcula una función de monitoreo continuo que toma en cuenta la condición pre y post falla, para detectar la falla. La debilidad es similar a la realizada en el artículo 2). Además, se presentaron simulaciones para el caso de micro-redes con unidades RD basadas en máquinas rotativas.

De la revisión de la literatura, se concluye que el uso de dispositivos de protección basados en tensión es un tema de investigación abierto. Sobre todo, en el tema de coordinación de protección, el cual es presentado a continuación.

3.2.2 Coordinación de protecciones en micro-redes

Un sistema de protección debe utilizar una estrategia de coordinación de los dispositivos de protección primario y respaldo. El dispositivo primario actúa en primera línea para controlar los daños consecuencia de las fallas. Mientras que el dispositivo de respaldo actúa en un plano secundario, sólo en caso de que la protección primaria fracase [12]. Existen distintas estrategias de coordinación de protecciones, a continuación, se revisan y detallan algunas de éstas.

3.2.2.1 Conceptos sobre coordinación de protecciones

Para el diseño y operación de los sistemas de protecciones es fundamental realizar el análisis de falla. Este análisis se divide en dos etapas, que son: a) determinación de la corriente de cortocircuito, la cual deberá ser soportada por la instalación y componentes de la red; y b) el ajuste y coordinación de las protecciones [68]. Por lo tanto, se debe asegurar la detección de las condiciones de falla y la desconexión de la zona afectada. La Fig. 3-4 muestra la operación típica de un relé de sobrecorriente [68].

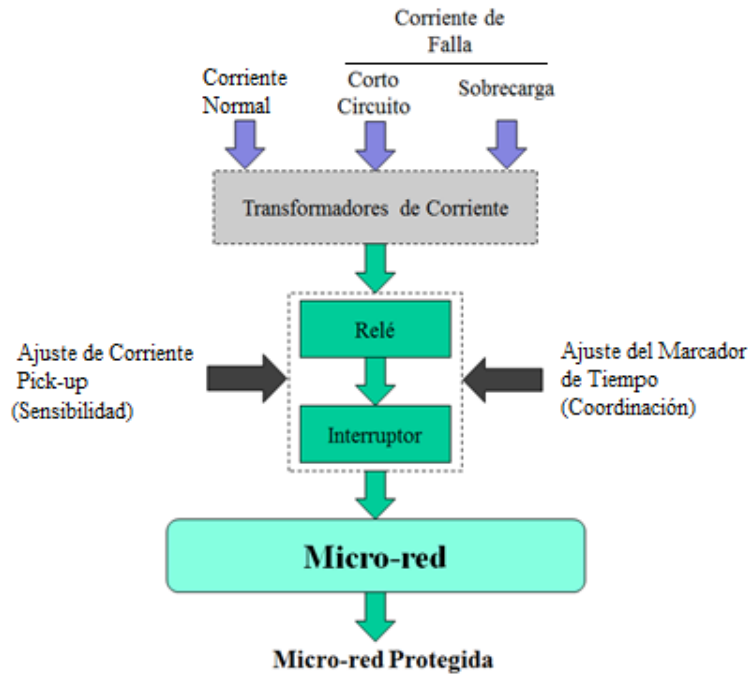


Figura 3-3: Operación de un dispositivo de protección de sobrecorriente

En la Fig. 3-3 se observa que la corriente es medida por los transformadores de corriente, e ingresada al relé. En sistemas de baja tensión, el sistema relé-interruptor está incluido en un solo dispositivo. En cada relé se ajusta la corriente de pick-up (relacionado con la sensibilidad) y el marcador tiempo de operación (relacionado con el tiempo de operación y la coordinación de protecciones).

Cuando un SEP posee características no radiales, o incluye distintas unidades RD, como es el caso de las micro-redes, los dispositivos de protección por sobrecorriente de tipo convencional necesitarán contar con características adicionales, como es la de detección de la dirección de la corriente [17]. Para explicar este concepto se utiliza la red mostrada en la Fig. 3-4.

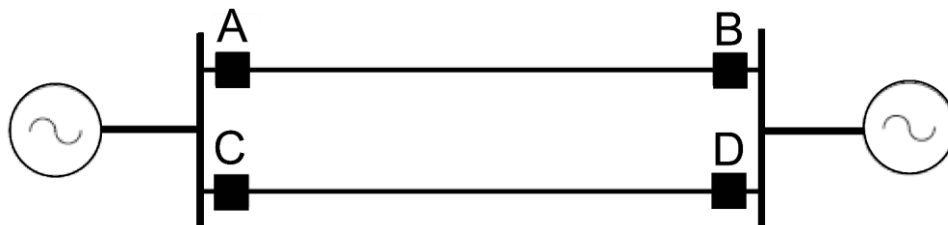


Figura 3-4: Red de distribución con dos fuentes de potencia

La Fig. 3-4 incluye cuatro relés de protección, en las dos líneas paralelas, uno al inicio y otro al final de cada línea. Para la correcta operación de los relés frente a fallas es necesario coordinar los cuatro relés, los que se asumen ser de tipo convencionales (no direccional). Primeramente, para una falla en la línea A y B, se deduce que:

$$T_A < T_C \tag{3-1}$$

$$T_B < T_D \quad (3-2)$$

donde T es el tiempo de despeje del relé para una magnitud de falla, y el subíndice identifica la localización del relé. De la misma forma, para una falla en línea C y D, se tiene que:

$$T_D < T_B \quad (3-3)$$

$$T_C < T_A \quad (3-4)$$

Las restricciones (3-1) - (3-4) se deben cumplir para una correcta coordinación de protecciones. Sin embargo, no es posible satisfacer las cuatro restricciones de manera simultánea. Finalmente, el relé de sobrecorriente convencional no puede ser utilizado para alcanzar adecuada selectividad en esta aplicación, y deberán usarse relés direccionales.

Una manera de mejorar la selectividad en una micro-red, y con esto la coordinación de protecciones, es incluir elementos direccionales en los dispositivos de protección. Este elemento determina la dirección de la falla usando la relación de fase de la tensión y la corriente. Los dispositivos direccionales están equipados con tres transformadores de tensión (TV) para operación trifásica, además de tres transformadores de corriente (TC), para medir tensión y corriente, respectivamente. La Fig. 3-5 muestra la ubicación de los TV y TC. En función de las cantidades medidas, se calculan las magnitudes y fases respectivas de las tensiones y las corrientes. El algoritmo utilizado para determinar la dirección de la falla varía entre los diferentes fabricantes de relés [76]. Un método ampliamente usado es el de 90° en cuadratura. Este método implica comparar el ángulo de fase de cada corriente con una cantidad de polarización, llamada \hat{I}_{pol} . Además, la tensión de línea-línea entre las otras dos fases se desplaza un ángulo, comúnmente denominado ángulo característico de relé. La Fig. 3-5 muestra un detalle del método de detección direccional.

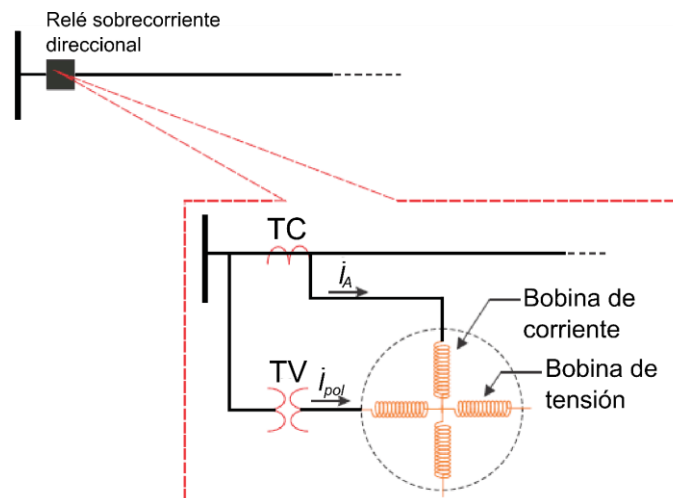


Figura 3-5: Representación unilineal de un relé de sobrecorriente direccional

En cuanto al tiempo para la coordinación de los dispositivos, el CTI dependerá del tipo de dispositivo de protección. En el caso de los relés electromecánicos, el CTI recomendado está entre (0.300 y 0.400) [s]; mientras que en los relés electrónicos, basados en microprocesadores, está entre (0.100 y 0.200) [s], según [68]. La clave es determinar la secuencia de operación de los relés de protección, de manera que se aisle la zona fallada, con un margen de tiempo de coordinación, sin

llegar a ser excesivo. La secuencia de dispositivos primario y respaldo será función de la topología de la red, de las características de los dispositivos, y de la estrategia de protección.

Es posible encontrar distintos métodos de coordinación de protecciones en la literatura. Por ejemplo, en micro-redes, el problema de coordinación de relés de sobrecorriente puede ser abordado como un problema de optimización con restricciones. El objetivo es determinar el ajuste de tiempo y corriente de cada relé, para que el tiempo de operación del dispositivo primario sea minimizado apropiadamente [78].

Antes de revisar el método de coordinación de protecciones, se analizará a continuación, un método para la definición de los pares primario/respaldo (P/R), reportado en la literatura.

3.2.2.2 Determinación de los pares primario/respaldo

Como paso inicial de cualquier procedimiento de coordinación de protecciones, está la determinación de los pares P/R. Es necesario analizar la topología de la micro-red, cuya parametrización de los dispositivos de protección será obtenida. Para llevar a cabo esta labor, en la literatura se reportan distintos métodos. En este trabajo de tesis se sigue el que utiliza la matriz de incidencia, presentado en la referencia [79]. Para aplicar y analizar el método, se usa el sistema eléctrico de la Fig. 3-7. Dicha red corresponde a una topología en malla, lo que hace más desafiante la tarea de determinar cuáles relés son primarios, y cuáles serán los de respaldo.

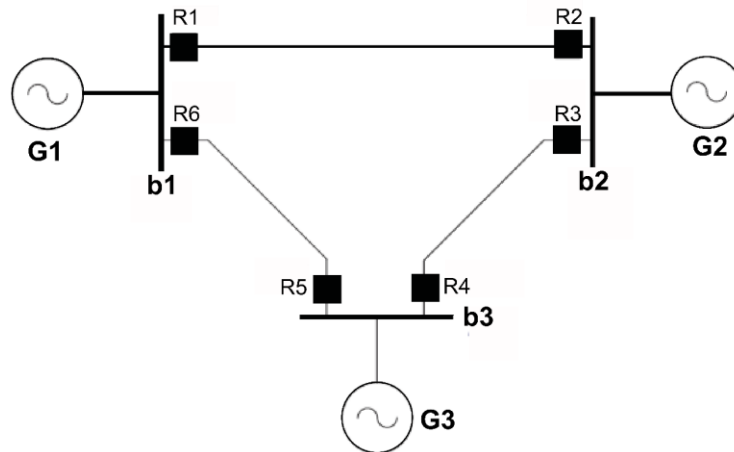


Figura 3-6: Sistema eléctrico tres barras para determinar pares P/R

La matriz de incidencia M_I se define para sistematizar la determinación de los pares P/R del sistemas en malla. La matriz tiene dimensiones $m \times n$, siendo m el número de barras del SEP que poseen dispositivos de protección; y n el número de dispositivos envueltos en el proceso de coordinación [80].

Cada línea de la matriz M_I identifica una barra b de la micro-red, que posee una determinada cantidad de barras adyacentes b_{ady} , interconectadas directamente por líneas de distribución. Los relés asociados a la barra b , así como los de la barra b_{ady} , se identifican de la siguiente manera: i) reciben un valor +1 si están con sus elementos direccionales ajustados en el sentido de b para b_{ady} ; y, ii) reciben un valor -1 si el sentido es contrario al anterior.

Como las columnas de la matriz M_I representan a cada relé del sistema, aquellos que no fueron asociados con la barra b , ni con las respectivas barras adyacentes b_{ady} , reciben un número 0.

Aplicando este procedimiento a la red de la Fig. 3-7, se construye una matriz de incidencia de dimensión 3×6 , es decir: $[M_I]_{3 \times 6}$, mostrada en la Ecuación (3-5):

$$M_I = \begin{matrix} & R_1 & R_2 & R_3 & R_4 & R_5 & R_6 \\ \begin{matrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 & 0 & -1 & +1 \\ -1 & +1 & +1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & +1 & +1 & -1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3-5)$$

Con la matriz M_I determinada, el conjunto de pares P/R se construye aplicando el siguiente procedimiento:

- i. En la i -ésima columna de la matriz M_I recorra las líneas hasta encontrar el valor +1.
- ii. Fije la línea en que se verificó el valor +1 en el paso i), y observe las columnas que tienen el valor -1.
- iii. Las columnas identificadas con valor -1 en ii) representan los dispositivos que son respaldo del i -ésimo dispositivo, siempre que no pertenezcan al mismo circuito de la barra, es decir, asociado a la línea identificada en el paso i).

Se procede con la aplicación de la metodología a la micro-red de la Fig. 3-7 para definir los pares P/R. Como ejemplo considere el relé R_1 : por la matriz de incidencia dada por la Ecuación (3-5), se tiene que el relé R_5 será su respaldo (ya que el relé R_2 pertenece a la misma línea o de R_5). Siguiendo el mismo razonamiento en las demás líneas, el conjunto completo se presenta en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3: Conjunto de pares P/R del sistema de Fig. 3-6

Relé primario	Relé de respaldo
R1	R5
R2	R4
R3	R1
R4	R6
R5	R3
R6	R2

3.2.2.3 Planteamiento del problema de coordinación de protecciones

Con el conjunto de pares P/R establecido, se procede ahora con la tarea de coordinación de protecciones. El problema de coordinar dispositivos de protección en SEP ha recibido considerable atención en el último tiempo por parte de la comunidad técnica, ya que encontrar una correcta y factible parametrización de dichos dispositivos es una tarea compleja [7]. Lo anterior, principalmente debido a la estructura de restricciones del problema, en el cual la modificación de un único parámetro a menudo tiene impactos en otros. Es así como distintos métodos se han usado para la coordinación de protecciones en SEP, extensibles a las micro-redes.

Desde la década de 1960, se han utilizado ciertos métodos para la coordinación de relés de sobrecorriente, que suelen clasificarse en métodos convencionales y de optimización [68]. En los convencionales se encuentran los métodos por prueba-y-error, y el análisis topológico. Las principales críticas que han recibido los métodos convencionales es su baja tasa de convergencia para alcanzar la solución, dado que, dependiendo del tamaño del SEP, se necesita un gran número de iteraciones. Asimismo, las soluciones que alcanzan los métodos convencionales no aseguran un valor óptimo, en sentido estricto, o cercano al óptimo. Un gran esfuerzo ha sido dedicado a la automatización de la solución para el problema de coordinación [81]. Son los métodos de coordinación basados en técnicas de optimización, los que mejor se han adaptado a este enfoque por automatizar la búsqueda de una solución óptima. Los objetivos son: i) minimizar el tiempo de operación de los dispositivos de protección; ii) asegurar una acción coordinada; y, finalmente, iii) lograr un mejor desempeño computacional. Este trabajo de tesis se enfoca en utilizar técnicas de optimización, para obtener la solución al problema de coordinación de protecciones en micro-redes.

La tarea de la coordinación de dispositivos de protección de una micro-red se formula y resuelve como un problema de optimización, estableciendo una función objetivo con restricciones [82]. Para el caso de dispositivos de sobrecorriente, la función objetivo S se plantea de la siguiente manera:

$$S = \min_{I_{p,i}, TDS_i} \sum_{i=1}^n w_i t_i \quad (3-6)$$

donde:

$I_{p,i}$: es el ajuste de la corriente de pick-up del dispositivo i -ésimo, que define la corriente a partir de la cual el dispositivo puede operar.

TDS_i : es el ajuste del marcador de tiempo del dispositivo i -ésimo, que ajusta el tiempo de operación.

n : cantidad de dispositivos de protección.

w_i : ponderación asignada al dispositivo i -ésimo.

t_i : tiempo de operación estimado del dispositivo i -ésimo usando la ecuación de la función o curva característica.

En el caso de las micro-redes, se asume que las líneas de distribución son cortas y tienen aproximadamente la misma longitud, y, para simplificar el problema, se asigna la misma ponderación w_i a todos los dispositivos. Por lo tanto, la Ecuación (3-6) pasa a escribirse como:

$$S = \min_{I_{p,i}, TDS_i} \sum_{i=1}^n t_i \quad (3-7)$$

El tiempo de operación t_i es estimado basado en la normativa internacional, o bien, con información suministrada por los fabricantes. Para dispositivos de sobrecorriente, su respuesta sigue una función característica aproximada por [81]:

$$t_i = TDS_i \left(\frac{A}{\left(\frac{I_{sc,i}}{I_{p,i}} \right)^B - 1} \right) \quad (3-8)$$

donde:

A, B: son constantes que definen el tipo de curva utilizada, entre las que están: moderadamente inversa, muy inversa, o extremadamente inversa.

$I_{sc,i}$: es la corriente de falla medida en el secundario del transformador de corriente del dispositivo i-ésimo.

La normativa internacional establece los valores de las constantes A y B de (3-8), según el tipo de curva característica del relé de sobrecorriente [83]. Por ejemplo, la Fig. 3-8 presenta una familia de curvas moderadamente inversas, para un relé de sobrecorriente, destacando los parámetros $I_{p,i}$ y TDS_i . Se observa que al cambiar el parámetro TDS_i se modifica la posición de la curva en el sentido vertical. Además, al modificar el valor del parámetro $I_{p,i}$, la curva se mueve en el sentido horizontal, aunque la Fig. 3-8 no lo muestra.

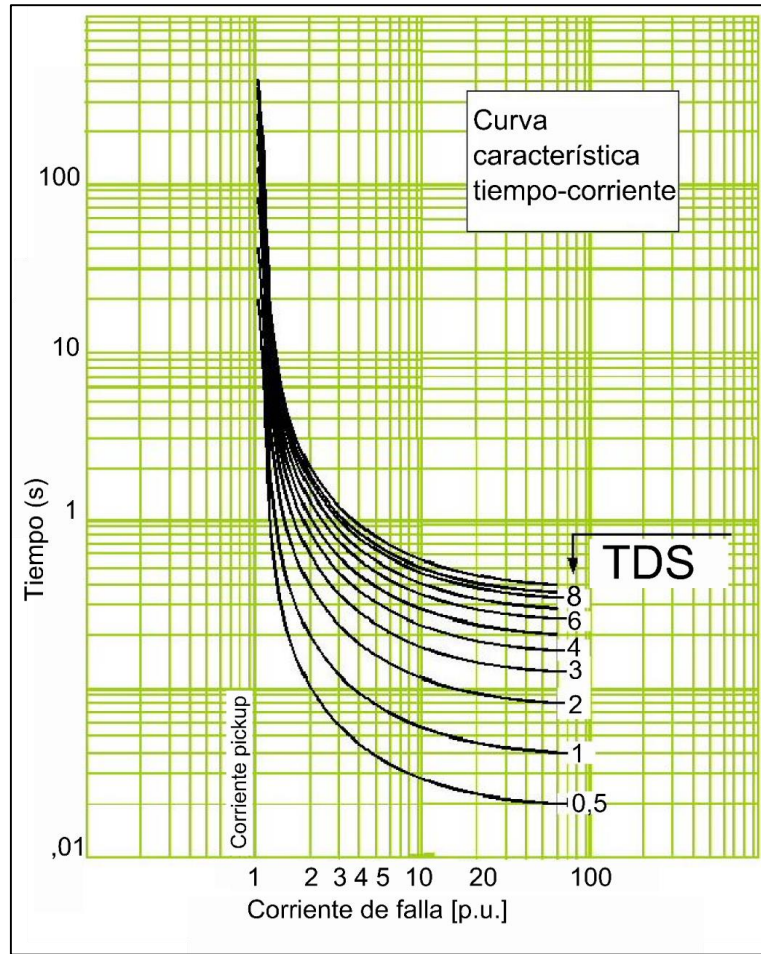


Figura 3-7: Ejemplo de una familia de curvas de un relé de sobrecorriente

El problema de optimización incluye dos tipos de restricciones de desigualdad, estas son:

- a) Límites en el tiempo de operación: se define un cierto tiempo de operación para los dispositivos, por medio de un tiempo mínimo $t_{i,min}$, y un tiempo máximo $t_{i,max}$. Esto impone la siguiente restricción al problema de optimización:

$$t_{i,min} \leq t_i \leq t_{i,max} \quad \forall i, i = 1, \dots, n \quad (3-9)$$

- b) Límites en los parámetros: los fabricantes permiten un rango posible para $I_{p,i}$ y TDS_i , por lo tanto, también son parte de las restricciones, como:

$$TDS_{i,min} \leq TDS_i \leq TDS_{i,max} \quad \forall i, i = 1, \dots, n \quad (3-10)$$

$$I_{p,i,min} \leq I_{p,i} \leq I_{p,i,max} \quad \forall i, i = 1, \dots, n \quad (3-11)$$

Finalmente, según el criterio de coordinación, se establece el valor de CTI, tal que cumple la siguiente desigualdad:

$$t_i^r - t_i \geq CTI \quad \forall i, i = 1, \dots, n \quad (3-12)$$

donde:

t_i^r : es el tiempo de operación del dispositivo de respaldo.

Algunos autores incluyen el dispositivo de respaldo en la función objetivo, así la Ecuación (3-7) se complementa con las restricciones y se convierte en [84]:

$$S = \min_{I_{p,i}, TDS_i} \sum_{i=1}^n (t_i + t_i^r)$$

$$\text{s.a.} \quad t_{i,\min} \leq t_i \leq t_{i,\max}, \quad \forall i, i = 1, \dots, n$$

$$TDS_{i,\min} \leq TDS_i \leq TDS_{i,\max}, \quad \forall i, i = 1, \dots, n$$

$$I_{p,i,\min} \leq I_{p,i} \leq I_{p,i,\max}, \quad \forall i, i = 1, \dots, n$$

$$t_i^r - t_i \geq CTI, \quad \forall i, i = 1, \dots, n \quad (3-13)$$

La solución del problema de la Ecuación (3-13) se ha planteado en la literatura de distintas maneras. La primera forma de clasificar las propuestas se basa en los parámetros a optimizar, en aquellos que: i) únicamente consideran a TDS_i como variable de optimización, y el parámetro $I_{p,i}$ se calcula empleando alguna regla heurística; y, ii) tanto TDS_i como el $I_{p,i}$ son considerados como variables de optimización [85].

Una vez definidos los parámetros que serán optimizados, se pasa a la selección de la técnica de optimización, considerando lo siguiente [7]:

- Establecer únicamente el TDS_i : debido a su naturaleza, el problema es usualmente modelado y resuelto usando métodos de optimización lineal. Si el parámetro TDS_i considera que no toma valores continuos, recientes enfoques emplean métodos meta heurísticos para manipular ajustes discretos.
- Establecer tanto el TDS_i como el $I_{p,i}$: tomando en cuenta la naturaleza no lineal del problema, se formula como programación no-lineal entero mixto. Métodos meta heurísticos tales como algoritmos genéticos, ajuste de enjambre de partículas, y evolución diferencial son comúnmente empleados para encontrar la solución.

Debido a la complejidad que implica optimizar simultáneamente los parámetros TDS_i e $I_{p,i}$, y a que el valor de $I_{p,i}$ depende primordialmente de la corriente máxima, este trabajo de tesis propone optimizar únicamente el parámetro TDS_i .

3.3 Sistemas de diagnóstico de plantas FV

3.3.1 Antecedentes

Los sistemas de monitoreo son esenciales para seguir la operación y evaluar el desempeño de un sistema FV, en cualquiera de sus aplicaciones (grandes plantas, medianas, domésticas). Lo anterior es extensible a las plantas FV que operan en las micro-redes. Una consideración que se plantea en este trabajo de tesis, es que los sistemas de diagnóstico de la planta FV se utilicen para la detección de fallas, como elementos de protección. Un rasgo adicional, es que el sistema de diagnóstico sea capaz de identificar la(s) causa(s) de la falla, que se relaciona(n) con la reducción en la producción de energía del sistema FV. Para propósitos de fallas, según sea la condición encontrada, se procederá con: i) la desconexión (de parte o la totalidad) de la planta FV, en caso de

una condición anormal con falla irreversible; o, ii) la indicación de una condición anormal no falla (ejemplo: emitir una alarma), en caso de una condición de falla reversible. Esta información estará disponible para que otros sistemas de la micro-red, como por ejemplo el EMS, la utilice en sus cálculos. Este dato también será útil para las distintas partes interesadas, como por ejemplo al operador del sistema, para programar labores de mantenimiento preventiva, especialmente en fallas reversibles, como se verá más adelante.

Los métodos de diagnóstico encontrados en la literatura se clasifican según la zona de la planta FV donde operan, en aquellos enfocados en la zona CC, y los que analizan la zona CA (salida del inversor). Este trabajo de tesis se enfoca en la protección de la zona CC, ya que se asume que el inversor incorpora funciones de protección en la zona CA.

La arquitectura de monitoreo y diagnóstico de plantas FV típicamente se divide en tres niveles, según la función realizada, estos son [86]: i) en el primer nivel están los sensores, los cuales son fundamentales para obtener datos precisos y confiables; ii) en el segundo nivel está el sistema de adquisición de datos, el cual incluye los medidores y cualquier dispositivo para el pre-procesamiento de la información, junto con la infraestructura de comunicación; finalmente, iii) el tercer nivel corresponde al sistema analítico, donde se procesa la información recolectada según un algoritmo de detección de fallas, se almacena, y se ejecuta la toma de decisiones. Aspectos relacionados a los niveles i) y iii) se presentan a continuación.

3.3.2 Detección de fallas en plantas FV

El fusible es el dispositivo de protección básico utilizado en la zona CC de los arreglos FV [26]. Se ha demostrado ampliamente que algunas condiciones de falla pasan sin ser detectadas por los fusibles, dejando en riesgo de daño mayor a los arreglos FV [45]. Ante este panorama adverso, se han propuesto distintos métodos de monitoreo y diagnóstico para la detección de fallas. Los métodos se clasifican de forma general en: i) basados en el análisis de datos; y, ii) basados en el modelo. Dichos métodos son usados para operación en-línea. La Fig. 3-8 ilustra cada uno, detallando algunos aspectos importantes [40].

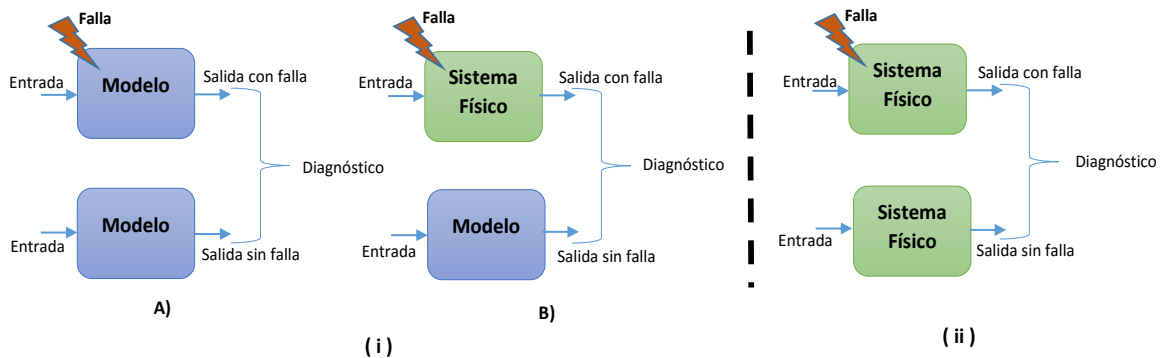


Figura 3-8: Métodos de diagnóstico FV: (i) basado en el modelo, (ii) basado en datos

Por un lado, los enfoques basados en el modelo requieren de una comprensión detallada de cómo funcionan los componentes del sistema. En este caso, las técnicas de detección de fallas basadas en el modelo usan conocimiento analítico del sistema FV. Incluyen el diseño y ejecución de pruebas para comprobar la efectividad de los modelos [40]. El diagnóstico de falla es el proceso

de encontrar diferencias entre el modelo y la realidad, y sus posibles causas, utilizando la generación de residuos. En primer lugar, es posible inferir la condición del sistema considerando la salida desde los modelos, como lo presenta la Fig. 3-8-(i)-A). En segundo lugar, se realiza el diagnóstico considerando el modelo del sistema, comparando con las observaciones del sistema físico, como en la Fig. 3-8-(i)-B) [87]. Los tiempos en que detectan la falla varían entre (10 y 20) [ms], dependiendo de la complejidad computacional del algoritmo y también de la latencia de la plataforma computacional [28].

Por otro lado, los enfoques basados en datos, como la Fig. 3-8-(ii), realizan el diagnóstico de falla analizando datos obtenidos del sistema físico de manera experimental. Las técnicas basadas en datos para el diagnóstico de sistemas FV utilizan el aprendizaje de máquina para realizar sus funciones. Estas técnicas pueden establecer sus propios valores de umbral, entrenando al sistema con base en los datos observados. Un aspecto a considerar es que estas técnicas requieren de un gran conjunto de datos para entrenar el algoritmo, junto con requerimientos computacionales amplios (en comparación con las técnicas basadas en el modelo). Los enfoques basados en datos utilizan el aprendizaje de las condiciones particulares, correspondientes a un tipo particular de datos. Cualquier condición presentada se puede identificar sobre la base del entrenamiento previo, que se usa para la detección de fallas. En la literatura se han empleado diversas técnicas de aprendizaje de máquinas, tales como redes neuronales y lógica difusa [28].

Una ventaja común en ambos enfoques, aplicados al diagnóstico de plantas FV, es que responden rápidamente ante fallas, y dan seguimiento de manera precisa al estado de la planta FV [28]. Por lo tanto, brindan la oportunidad de mejorar el rendimiento del sistema FV mediante la detección de posibles pérdidas de energía. Responden a cambios en las condiciones de operación y/o fallas, antes de que tengan un efecto considerable en la producción de energía y/o el estado del sistema.

La Tabla 3-4 presenta la comparación entre ambos métodos de diagnóstico.

Tabla 3-4: Comparación de los métodos de diagnóstico

Método	Ventajas	Desventajas
Basadas en el modelo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Responde rápidamente ante fallas. ▪ Es posible generar series de datos para entrenamiento de los algoritmos propuestos. ▪ La información obtenida del proceso de monitoreo y diagnóstico tiene múltiples usos, no solo para efectos de detección de fallas, sino para dar seguimiento a la operación de la unidad GD. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere de un modelo validado del sistema. ▪ La extensión (en tiempo, uso de recursos, y ejecución) de las pruebas para validar los modelos pueden llegar a ser amplias, lo que podría hacerlas inviables para efectos prácticos.
Basados en datos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Responde rápidamente ante fallas. ▪ La información obtenida del proceso de monitoreo y diagnóstico tiene múltiples usos, no solo para efectos de detección de fallas, sino para dar seguimiento a la operación de la unidad GD. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere de un gran conjunto de datos para entrenar el algoritmo, junto con requerimientos computacionales amplios.

A continuación, se analizan los métodos con posible aplicación en este trabajo de tesis.

3.3.3 Métodos de diagnóstico de plantas FV

La Fig. 3-9 presenta un resumen con los métodos de diagnóstico de la zona CC de plantas FV, como resultado de la revisión de la literatura.

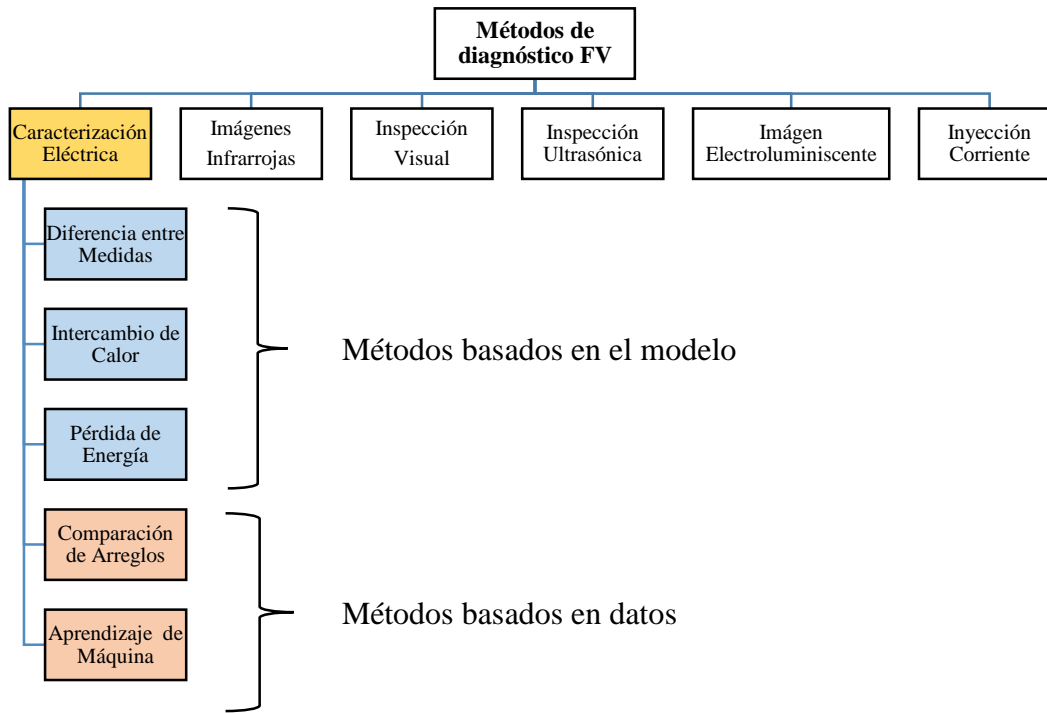


Figura 3-9: Clasificación de distintos métodos de diagnóstico del lado CC de plantas FV

Este trabajo de tesis se enfoca en el uso de los métodos clasificados bajo el nombre de “Caracterización Eléctrica”. Los tres primeros métodos de la Fig. 3-9 se catalogan como basados en el modelo, y los dos últimos son basados en datos. A continuación, se presentan detalles de cada uno.

3.3.3.1 Método 1: Medición directa de diferencias entre valor esperado y medido

Este método determina los valores esperados de los parámetros de salida FV, por ejemplo, la potencia del arreglo, según las condiciones meteorológicas, los cuales son comparados con las mediciones eléctricas reales, todo se realiza en-línea. Normalmente, los valores umbrales que catalogan la condición como falla o normal se definen de manera experimental.

3.3.3.2 Método 2: Modelos basados en intercambio de calor y temperatura

El método se basa en la premisa que cuando una falla existe en un módulo FV, la temperatura cambiará. El coeficiente de intercambio de calor y la temperatura del módulo son usados para clasificar y detectar las fallas. El comportamiento térmico de la celda FV es modelado como resultante de las fallas eléctricas.

3.3.3.3 Método 3: Análisis de pérdida de energía

Este método analiza la pérdida de energía de la planta FV, y usando una clasificación de las pérdidas se puede detectar la condición de falla. El método utiliza como entrada las condiciones meteorológicas, y por medio de un algoritmo de detección establece la presencia de la falla, según la tasa de pérdida de energía.

3.3.3.4 Método 4: Comparación de medidas entre arreglos adyacentes

Este método utiliza las diferencias en las variables medidas entre los arreglos FV adyacentes, como una forma de detectar fallas. Es altamente aplicable en centrales FV de gran tamaño. En algunas aplicaciones se usan métodos de detección estadístico para encontrar las condiciones normales, y distinguirlas de las de falla.

3.3.3.5 Método 5: Aprendizaje de máquina por medio de datos I-V

Este método utiliza técnicas de aprendizaje de máquinas para detección y clasificación de fallas. Los algoritmos de aprendizaje usan técnicas para aprender la relación entre los parámetros de entrada y salida del sistema FV y seguidamente usar los modelos entrenados para detectar fallas. Consideran también las condiciones meteorológicas como entradas. La tarea de la definición de los umbrales es una tarea compleja, para que sean capaces de detectar las fallas. Por lo tanto, con tareas de entrenamiento es posible ayudar al establecimiento de los umbrales.

3.3.3.6 Ventajas y desventajas de los métodos considerados

Para completar el análisis de los métodos revisados en la Fig. 3-9, la Tabla 3-4 presenta las ventajas y desventajas de cada uno [88]. De la revisión de la Tabla 3-5, surge la posibilidad de combinar distintas metodologías, como una manera para reforzar las ventajas de los métodos seleccionados, y sobrellevar sus desventajas. Por lo tanto, un enfoque por un sistema híbrido de diagnóstico para la detección de fallas mostrará un comportamiento intermedio.

Tabla 3-5: Análisis de los métodos de caracterización eléctrica FV

Método	Ventajas	Desventajas
Medición directa de diferencias entre valores esperados y medidos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se ajustan con pruebas experimentales ▪ Se implementan para detectar múltiples fallas ▪ Tiene la capacidad de clasificar los tipos de fallas ▪ Se combinan con los dispositivos de protección existentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere de modelos eléctricos detallados de los módulos FV ▪ Diseñado para detectar fallas específicas, y presentan limitaciones en otro tipo ▪ Posible falsa detección
Modelos basados en intercambio de calor y temperatura	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se ajustan con pruebas experimentales ▪ Se implementan para detectar múltiples fallas ▪ Tiene la capacidad de clasificar los tipos de fallas ▪ Se combinan con los dispositivos de protección existentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere de modelos térmicos detallados de los módulos FV ▪ Requiere mayor cantidad de sensores, comparado con otros métodos ▪ Diseñado para detectar fallas específicas, y presentan limitaciones en otro tipo ▪ Posible falsa detección
Análisis de pérdida de energía	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se ajustan con pruebas experimentales ▪ Se implementan para detectar múltiples fallas ▪ Se combinan con los dispositivos de protección existentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere de modelos detallados de los módulos FV ▪ Diseñado para detectar fallas específicas, y presentan limitaciones en otro tipo ▪ Posible falsa detección
Comparación de medidas entre arreglos adyacentes	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necesita menos datos para el proceso de diagnóstico ▪ Requiere menos sensores que otros métodos ▪ Se combinan con los dispositivos de protección existentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es posible que no clasifique las fallas ▪ No es efectivo cuando la planta FV contenga pocos arreglos en paralelo ▪ Desajustes en arreglos paralelos afectan el diagnóstico
Aprendizaje de máquina por medio de datos I-V	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se implementan para detectar múltiples fallas ▪ Tiene la capacidad de clasificar los tipos de fallas ▪ Se combinan con los dispositivos de protección existentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere de altos volúmenes de datos almacenados ▪ Diseñado para detectar fallas específicas, y presentan limitaciones en otro tipo ▪ Posible falsa detección

3.3.3.7 Variables medidas en los arreglos FV

Los métodos de diagnóstico de arreglos FV se basan en la recopilación de datos desde los distintos sensores desplegados en la planta FV, junto con los sistemas de procesamiento de la información, para, finalmente, realizar la detección de fallas. Por lo tanto, los métodos presentados en la Fig. 3-4 requieren de una cantidad de sensores para realizar su trabajo. Dos aspectos importantes a considerar en el uso de sensores en plantas FV son los siguientes [28]: i) cantidad mínima y localización óptima, para que se pueda efectivamente detectar las fallas; y, ii) tipos de sensores necesarios para la detección efectiva de fallas. El punto i) no se abordará en este trabajo de tesis, y quedará como trabajo futuro.

La Tabla 3-6 presenta un resumen de los parámetros requeridos para aplicar los métodos presentados en la Tabla 3-5. Otros parámetros requeridos se pueden calcular a partir de los medidos. Los parámetros se clasifican en tres grupos generales, a saber: eléctricos, térmicos y meteorológicos.

Tabla 3-6 Parámetros requeridos para diagnóstico FV

Parámetro general	Parámetro específico
Eléctrico	Tensión Corriente Potencia
Térmico	Temperatura del módulo
Meteorológico	Radiación en el plano del arreglo FV Temperatura ambiente Velocidad de viento Dirección de viento Humedad

Los sensores requeridos para la obtención de los parámetros incluidos en la Tabla 3-5 se explican a continuación.

3.3.3.8 Sensores para aplicación en plantas FV

Los parámetros eléctricos de tensión y corriente se miden en CC o CA. La precisión de los sensores, incluido el acondicionamiento de la señal, debe ser superior al 1% de la lectura. Se obtienen mediante transductores de corriente o de tensión. Los transductores de corriente tienen excelente precisión, baja dependencia de la temperatura, aceptable linealidad, tiempo de respuesta optimizado, buena inmunidad a la interferencia externa, y bajas pérdidas. Los transductores de tensión también tienen excelente precisión, baja dependencia de la temperatura, baja perturbación en el modo común, aceptable linealidad e inmunidad a las interferencias externas. En la zona CC de la planta FV se incluyen vatímetros para medida de la potencia. La precisión de los sensores de potencia, incluido el acondicionamiento de la señal, debe ser superior al 2% de la lectura [86].

En cuanto al parámetro temperatura del módulo, la tecnología de medición está altamente comprobada, y su uso es de fácil acceso. Dentro de los sensores con posibilidad de uso están los siguientes: i) termistores, que se caracterizan por su gran solidez y durabilidad, precio bajo, una operación en un amplio rango de temperatura; y, ii) detectores por resistencia (RTD, por las siglas en inglés de resistance temperature detector), que son ampliamente utilizados como medidores de temperatura, dada su alta estabilidad, linealidad, precisión y amplio rango de temperatura [89]. La importancia de medir temperatura en el módulo se relaciona con el hecho de que la componente principal de la radiación solar es absorbida por el módulo FV, generando calor, y no corresponde a la transformación en electricidad. Como consecuencia, se produce un aumento de la temperatura del módulo y, por lo tanto, se reduce su eficiencia. La temperatura del módulo depende de varios parámetros, como la disipación térmica, el material de la caja de empaquetado, la cantidad de

radiación solar absorbida y las condiciones meteorológicas, como la velocidad del viento y la temperatura ambiente [89].

Los parámetros meteorológicos requeridos deben ser representativos de las condiciones de la planta FV [86]. En este sentido, la radiación debe ser medida en el mismo plano de los arreglos. La precisión de los sensores de radiación, incluido el acondicionamiento de señal, debe ser superior al 5% de la lectura. En plantas FV de tamaño pequeño, como las aplicadas a micro-redes, el alto costo de un piranometro, o instrumento meteorológico para medir la radiación solar, abre la posibilidad de utilizar otros dispositivos de menor costo.

Sobre las mediciones de temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, los parámetros son medidos con sensores situados en la dirección de la radiación. La precisión para el sensor de temperatura ambiente debe ser mayor a 1 [°K]. En el caso de los sensores de velocidad de viento, la precisión de los sensores debe ser mayor a 0.5 [m/s] con valores medidos menores que 5.0 [m/s]. Y debería ser más alta que 10% para lecturas mayores que 5.0 [m/s] [86].

3.4 Resumen

Este capítulo presentó los aspectos relacionados con la protección de micro-redes. Las principales características de los sistemas de protección en SEP fueron mencionados, considerando los diferentes entornos de operación. Se enlistaron los requerimientos de los sistemas de protección en SEP, haciendo una extensión hacia las micro-redes, de acuerdo con sus particularidades. Se revisaron las indicaciones que aparecen en la serie de normas IEEE 1547 (Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems), por ser una normativa que ha sido aplicada en las micro-redes. Con el listado de requerimientos claramente definido, se revisaron las propuestas de sistemas de protección que aparecen en la literatura. Esta revisión permitió establecer las ventajas y desventajas de cada propuesta revisada, tomando como caso de referencia, los sistemas de protección para micro-redes con enfoque centralizado. Asimismo, se presentó la formulación matemática del problema de coordinación de protecciones. Esta formulación se estableció como un problema de optimización, donde la función de costo se expresó como la suma de los tiempos de operación de los dispositivos de protección. Además, se presentaron los métodos de diagnóstico de plantas FV de micro-redes encontrados en la literatura, para ser usados como una estrategia para la detección de fallas. El uso de métodos de diagnóstico se considera una opción viable para la detección de fallas, con la posibilidad de extender sus funcionalidades a la identificación de las mismas. Se revisaron las ventajas y desventajas de cada método revisado. Una de las principales contribuciones de esta tesis, es la propuesta de incluir el sistema de diagnóstico de plantas FV como parte del sistema de protección de la micro-red, que pueda operar en conjunto con los otros dispositivos de protección, para mejorar la detección de fallas.

Capítulo 4 Propuesta del sistema de protección para micro-redes

Este capítulo presenta la metodología de protección de micro-redes que propone esta tesis. En la Sección 4.1 se describen los antecedentes de la propuesta. La Sección 4.2 describe de manera general el sistema de protección, el cual tiene un enfoque adaptativo y centralizado. Además, se describen cada una de las partes constitutivas. En la Sección 4.3 se presenta en detalle los métodos de operación empleados en la solución propuesta, junto con su validación inicial. En la Sección 4.4 se presenta la metodología de optimización robusta. Finalmente, la Sección 4.5 presenta el resumen del capítulo.

4.1 Antecedentes

El fundamento teórico de esta propuesta de tesis se encuentra en los sistemas cognitivos, los cuales operan de manera paralela a un entorno, con el objetivo de actuar sobre éste, y lo hacen con un enfoque centralizado [90]. La Fig. 4-1 presenta un diagrama de bloques general de los sistemas cognitivos. El objetivo de la tesis es extender lo mostrado en la Fig. 4-1 a los sistemas de protección para micro-redes, la cual sería el entorno que se indica en la figura. El sistema de protección sería el sistema cognitivo de la Fig. 4-1, que incluye una dinámica autónoma. La dinámica autónoma es lo que se propone en este trabajo de tesis.

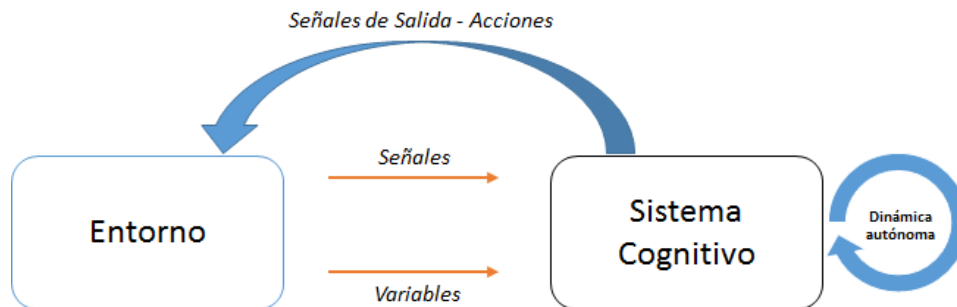


Figura 4-1: Relación del sistema cognitivo con el entorno

De la Fig. 4-1 se nota que el sistema cognitivo está integrado a un entorno, y desarrolla una interacción mutua. Se trata de un sistema dinámico, que busca adaptarse de forma autónoma al explorar y reaccionar con el entorno, con el objetivo de apoyar la operación del sistema [90].

Para un sistema cognitivo, la información del exterior es recogida por medio del flujo de datos sensoriales. De esta forma, los cambios son percibidos por medio de variables y señales provenientes de los sensores desplegados en la micro-red. Por lo tanto, el sistema cognitivo no reacciona directamente a eventos en el entorno, sino que al resultante cambio en los datos de entrada. Además, el sistema cognitivo incluye la toma de decisiones, una vez que ha desarrollado algún procedimiento de cálculo que da sustento a su sistema autónomo. Finalmente, el sistema cognitivo actúa sobre el entorno por medio de las señales de salida, que direccionan las acciones en búsqueda de un resultado, según sean sus objetivos.

Como se mencionó antes, el entorno de la Fig. 4-1 es la micro-red, caracterizada por cambios en las condiciones de operación, como modificación en la demanda, en las unidades RD, en la topología, o en las condiciones meteorológicas. En esta propuesta se considera el uso de plantas FV como fuente principal de potencia, que opera en conjunto con otras unidades RD y la red interconectada. Además, toma como premisa que es posible la ocurrencia de anomalías en la micro-red, las cuales deben atenderse para mejorar la confiabilidad y seguridad.

Finalmente, esto se configura en un nuevo paradigma, ya que siguiendo la Tabla 3-1 sobre los entornos de planificación en SEP, en esta propuesta de tesis el “experto” que aplica en el entorno de “Planificación de la operación” lo constituye el sistema cognitivo (sistema de protección adaptativo) de la Fig. 4.1, que opera en-línea con la micro-red.

4.2 Propuesta general del sistema de protección adaptativo

Este trabajo de tesis propone un sistema de protección adaptativo, que incluye acciones de monitoreo y diagnóstico de las plantas FV, que considera una operación en-línea. El sistema ejecuta distintas acciones, con el objetivo de proteger la micro-red, contra fallas en la red de distribución de CA y la red de CC de plantas FV. La Fig. 4-2 presenta el diagrama de bloques general.

El sistema de protección de la Fig. 4-2 incluye dos bloques funcionales, denominados: i) Unidad de Monitoreo y Diagnóstico (UMD), la cual recibe la información local de las unidades GD, para entregar las condiciones y punto de operación, Asimismo, emitir señales de desconexión en caso de sobrepasarse algún umbral establecido; y, ii) Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones (UADP), la cual realiza los cálculos para el ajuste de los dispositivos de protección de la micro-red, según las condiciones de operación. El sistema actúa sobre los dispositivos de campo con capacidad de ajuste y desconexión remoto. Además, la información será compartida con otros sistemas de la micro-red, como el EMS.

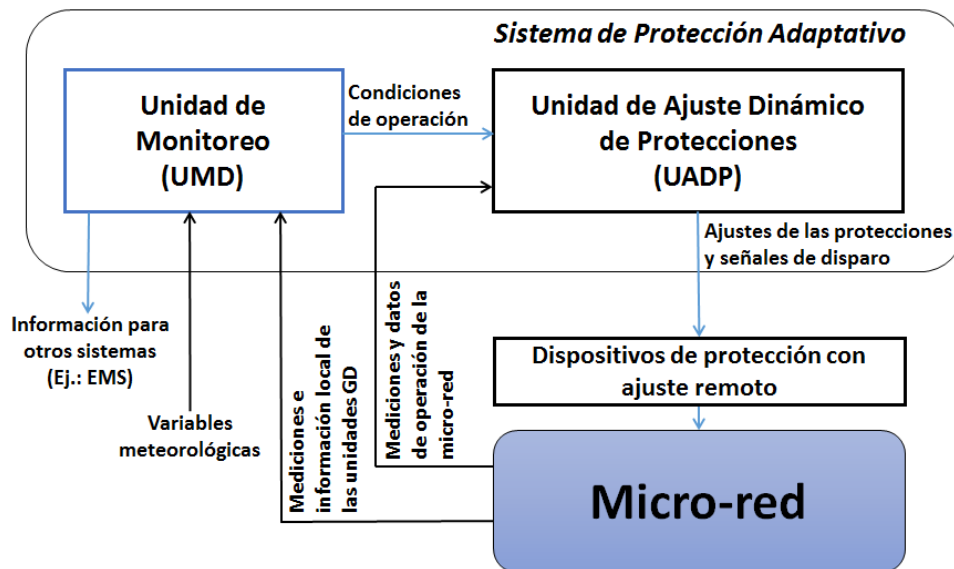


Figura 4-2: Sistema de protección adaptativo para micro-redes

La Tabla 4-1 presenta una comparación de la propuesta de tesis con los sistemas de protección convencionales, reportados en la literatura, destacando algunas de sus características.

Se concluye que la propuesta es parte de los cambios de paradigma que están sufriendo los sistemas de protección en SEP. Lo anterior, dado el avance en el campo de las redes inteligentes, el uso de unidades RD, y las posibilidades de comunicación actuales. Esta evolución incluye también a los sistemas de protección, donde se están desarrollando nuevas aplicaciones avanzadas, emergentes e innovadoras, como, por ejemplo: la detección de fallas ocultas e incipientes, y los sistemas de protección basados en estimación de estados [91]. Todo esto requiere de una renovada atención, con miras a tomar ventaja de las tecnologías existentes y promover nuevos desarrollos.

Tabla 4-1: Comparación del sistema de protección propuesto con los convencionales

Característica	Sistema protección convencional	Sistema de protección propuesto
Enfoque	Con participación de expertos	Adaptativo con dinámica autónoma
Diseño	Restringido	Abierto
Estructura	Jerárquica	Colaborativa
Relaciones	Unidireccionales	Multidireccionales
Acciones	Pre establecidas	Adaptativas
Método	Fuera-de-línea	Fuera-de-línea y en-línea
Ajustes	Estáticos	Dinámicos

El sistema de protección propuesto está diseñado para la protección de la micro-red contra anomalías y fallas internas. No se contemplan las fallas externas, lo cual deberá ser atendido por el dispositivo de protección del PCC. Además, no se atienden las anomalías dentro de las instalaciones de las cargas, ya que siguiendo los códigos locales, los usuarios son los responsables de proveer los dispositivos de protección adecuados [18].

En primer lugar, la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico se presenta en detalle en la Fig. 4-3.

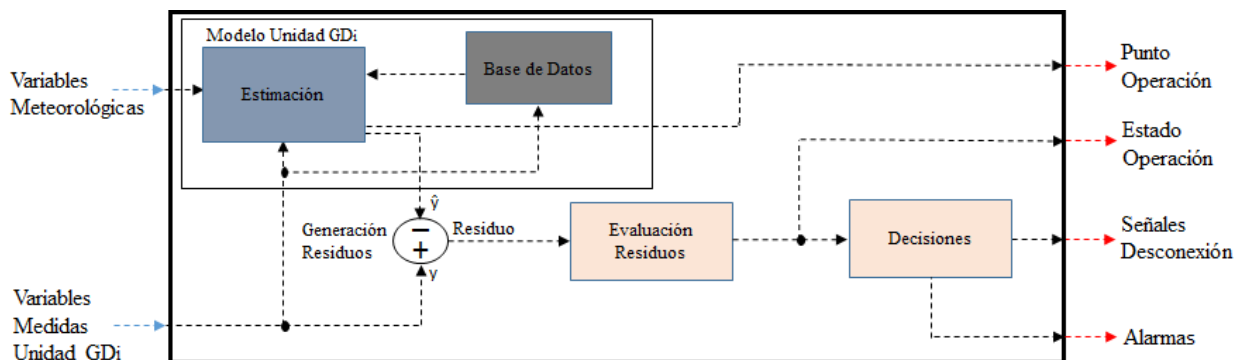


Figura 4-3: Unidad de monitoreo y diagnóstico de la unidad GD_i

En la micro-red se conectan n unidades GD, con GD_i como la unidad i , y con $i=1 \dots n$. Las unidades GD requieren distintos elementos de medición de sus variables, según sea la tecnología y técnica de diagnóstico aplicada. Se sugiere incluir módulos de medición por zonas o secciones de la unidad de GD, para facilitar la integración de nuevas unidades, o retirar solo alguna sección en caso necesario. Cada bloque funcional de la Fig. 4-3, así como las entradas y salidas, se detallan a continuación:

- Entradas: son las variables medidas en las unidades GD, de naturaleza eléctrica, mecánica, térmica, o bien variables meteorológicas.
- Estimación: por medio del modelo de la unidad GD se establecen los parámetros estimados, tomando en cuenta las condiciones presentes.
- Base de datos: almacena los datos medidos y calculados, para dar seguimiento. Se puede incluir información de otras unidades idénticas para comparación.
- Generación de residuos: se calcula el residuo como la diferencia entre el valor medido de la variable dependiente (y) y el valor estimado (\hat{y}), para las condiciones presentes, denominado como residuo (e).
- Evaluación de residuos: se realiza el diagnóstico siguiendo una serie de criterios obtenidos de la literatura, la experimentación o la normativa. El diagnóstico de la unidad GD determina la condición de operación, usada finalmente para la detección de fallas.
- Decisión: según una serie de umbrales establecidos, los cuales pueden ser de ventana móvil, se emiten las ordenes de disparo (apagado) de la unidad GD (completa, o parte de ésta), o bien, emitir señales de alarma para otros sistemas de la micro-red.

En segundo lugar, la Unidad de Ajuste de Protecciones se presenta en la Fig. 4-4.

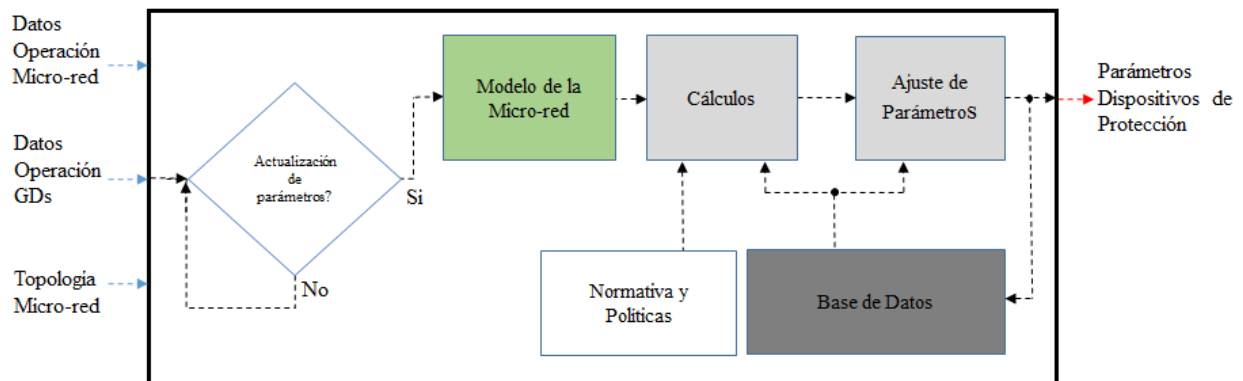


Figura 4-4: Unidad de ajuste dinámico de parámetros de las protecciones

Los bloques funcionales, las entradas y salidas se describen a continuación:

- Entradas: se recibe información desde la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico, la topología de la micro-red, y los datos pronosticados de nivel de demanda y la generación con fuentes renovables, con un intervalo de confianza.
- Actualización de parámetros: con la información de las entradas, el primer paso es decidir si es necesario el reajuste de los parámetros de las protecciones, dado algún cambio en las

condiciones de operación de la micro-red. Si fuera necesario, se procede con el procedimiento de reajuste.

- Modelo de la micro-red: establece el modelo de la micro-red según la topología, para realizar los cálculos siguientes.
- Cálculos: se realizan los cálculos utilizados en la metodología propuesta, que sirven para establecer los ajustes y coordinación de protecciones.
- Normativas y políticas: en esta unidad se incorporan normativas vigentes, que puede ser sujetas a cambios y actualizaciones, así como prácticas propias de la operación de la micro-red, que en conjunto se denominan como políticas.
- Salidas: corresponden a los ajustes de los parámetros, que serán transferidos utilizando la red de comunicación a los dispositivos de protección desplegados en la micro-red.
- Base de datos: almacena los datos calculados para su uso futuro.

4.3 Descripción de las partes del sistema de protección

En primer lugar, se presenta el planteamiento de un modelo para el monitoreo y diagnóstico de plantas FV, como método de detección de fallas, el cual es el fundamento de operación de la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico. En segundo lugar, se propone un sistema de protección, basado en un nuevo esquema de protección, que usa la acción combinada de dos elementos de protección, junto con su método de ajuste y coordinación, que es el fundamento de operación de la Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones. El ajuste y coordinación de protección sigue una estrategia de optimización robusta.

4.3.1 Monitoreo y diagnóstico de plantas FV

El método de detección de fallas tiene un enfoque basado en el modelo, lo cual establecerá la condición de operación de cada módulo de la planta FV. Se propone el uso de dos parámetros de diagnóstico, que son:

- Parámetro que considera la potencia de salida.
- Parámetro que considera el coeficiente de intercambio de calor.

A partir de estos parámetros, se determinará la condición del módulo FV. Las condiciones detectadas son las siguientes:

- Normal: donde ambos parámetros se encuentran dentro de los márgenes establecidos para tal condición, o bien, un solo parámetro se alejó del margen establecido.
- Anormal sin falla: donde ambos indicadores se encuentran dentro de los márgenes así definidos. Por ejemplo, una disminución de la generación de la planta FV como consecuencia de excesiva suciedad depositada sobre los módulos. Este tipo de fallas se consideran como reversibles, ya que no representan un daño catastrófico en el módulo.
- Anormal con falla: donde ambos indicadores se encuentran fuera de los márgenes así definidos. Por ejemplo, un cortocircuito, o disminución de la generación de la planta debido

a puntos calientes en los módulos FV. Este tipo de fallas representan un daño catastrófico en el módulo FV, por lo tanto, deberá desconectarse de inmediato.

La metodología de la detección de fallas para plantas FV está dirigida a unidades que operan en micro-redes, las cuales son, por definición, de pequeña escala, comparadas con las grandes centrales FV conectadas a la red eléctrica interconectada [92]. Por tal motivo, se propone la medición de temperatura por módulo, como se verá más adelante. En términos generales, la estructura de las plantas FV consideradas en esta tesis se presenta en la Fig. 4-5.

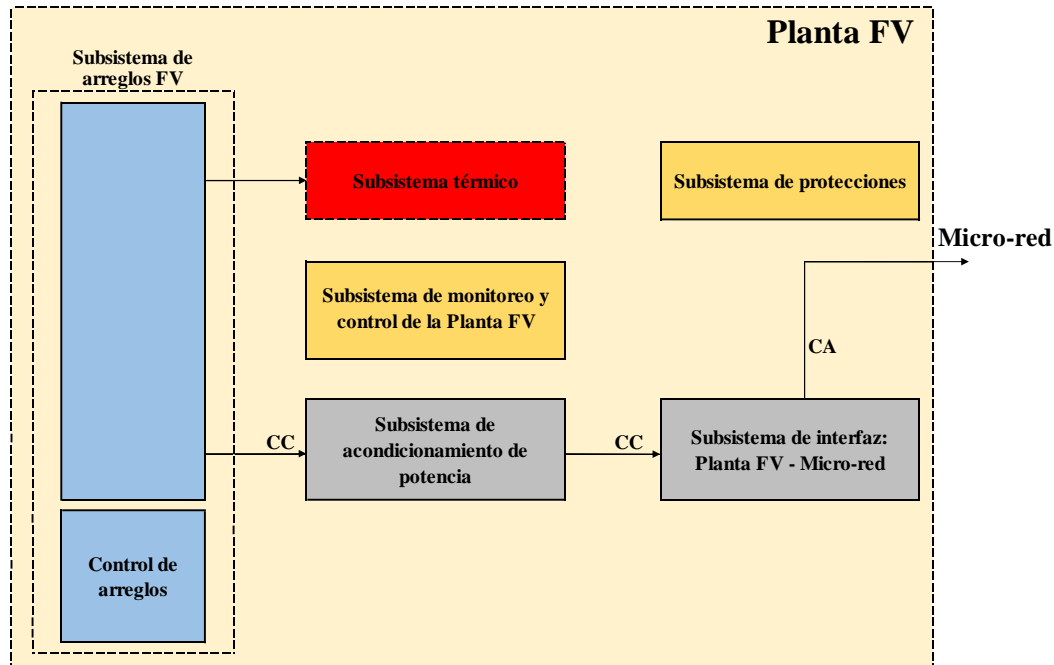


Figura 4-5: Diagrama de bloques de una planta FV típica para micro-redes

La Fig. 4-5 se divide en tres componentes de potencia, que son: i) el subsistema de arreglos FV, donde su diseño depende de cada planta particular; ii) el subsistema de acondicionamiento, donde opera el sistema MPPT; y, iii) el subsistema de interfaz, donde se establece la conexión entre la planta FV y la micro-red. Los subsistemas i) y ii) pueden ser incluidos en el inversor. Adicionalmente, el inversor podrá incluir un elemento de aislamiento galvánico, o transformador. El subsistema de control y protección de la Fig. 4-5 comúnmente se integra en el mismo inversor, como una forma de reducir los costos de producción e instalación. De ahí que haya sido habitual en la industria FV referirse a la combinación de todos estos elementos como el “inversor”. En esta tesis se adoptará esta práctica. En la Fig. 4-5 se incluye un bloque llamado subsistema térmico, para enfatizar que la propuesta de tesis contempla el uso del modelo térmico de la planta FV.

A continuación, se presenta el método de detección de fallas en módulos FV.

4.3.1.1 Modelo fotovoltaico

El modelo eléctrico de celda FV es influenciado por la temperatura y las condiciones de radiación imperantes. Generalmente, los modelos convencionales son ecuaciones analíticas basadas en la descripción física, que formula el fenómeno de la corriente generada con la tensión

de operación, la temperatura ambiente, la temperatura de la celda FV, y la radiación medida G. Las relaciones no lineales implícitas son simplificadas por medio de un enfoque reportado en la literatura, para predecir la característica corriente-tensión (I-V) de la celda FV [93]. El modelo utilizado se basa en la resistencia en serie R_s , y se establece como [45],[94]:

$$I = I_{pv} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{(V + IR_s)}{nN_s V_T} \right] - 1 \right\} \quad (4-1)$$

Las variables I_{pv} e I_0 se calculan como:

$$I_{pv} = \frac{G}{G_{ref}} [I_{pvn} + k_i (T_m - T_{mref})] \quad (4-2)$$

$$I_0 = \frac{I_{scn} + k_i (T_m - T_{mref})}{\left\{ \exp \left[\frac{V_{ocn} + k_{ii} (T_m - T_{mref})}{nN_s V_T} \right] \right\} - 1} \quad (4-3)$$

donde I_{pv} es la fotocorriente, la cual es producida cuando la unión pn de la celda FV es expuesta a la radiación, e I_0 es la corriente de saturación. Además, la corriente de cortocircuito I_{scn} y la tensión de circuito abierto V_{ocn} son datos bajo condiciones de prueba estándar STC, con $T_{ref}=25$ [°C] y $G_{ref}=1000$ [W/m²]. Usualmente, se asume que $I_{scn} \approx I_{pvn}$. También, k_i es el coeficiente de la corriente de cortocircuito y k_{ii} es el coeficiente de tensión de circuito abierto, los cuales son entregados por el fabricante en la ficha técnica del módulo FV específico. Estos coeficientes entregan la razón de cambio de ambas variables respecto de la temperatura.

La constante del diodo ideal n varía entre (1.0 y 2.0), dependiendo del material y la estructura física del diodo. Además, la tensión térmica V_T del módulo FV, con N_s celdas conectadas en serie, se calcula como:

$$V_T = \frac{KT_a}{q} \quad (4-4)$$

donde K es la constante de Boltzmann y q la carga del electrón.

Existe una relación empírica entre el valor I_{scn} y la V_{ocn} con la resistencia serie R_s . Este enfoque considera que la resistencia paralela tiene una magnitud alta, y no se incluye en el modelo. Las ecuaciones siguientes proponen el cálculo de R_s , como:

$$V_{oc} = \frac{V_{ocn}}{V_T} \quad (4-5)$$

$$FF_0 = \frac{[V_{oc} - \ln(V_{oc} + 0.72)]}{(V_{oc} + 1)} \quad (4-6)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{ocn} I_{scn}} \quad (4-7)$$

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0} \right) \left(\frac{V_{ocn}}{I_{scn}} \right) \quad (4-8)$$

donde FF_0 es el factor de llenado ideal; FF es el factor de llenado de la celda FV; finalmente, V_{mpp} e I_{mpp} son la tensión y corriente en el punto máximo de potencia. El desempeño del módulo FV se relaciona con el factor de llenado, provocando un incremento de la resistencia en serie cuando este factor baja. Según la literatura, resultados experimentales establecen que la degradación de los módulos FV tipo poli-cristalinos está entre (0.2 y 1.0) % por año [95]. La degradación es

proporcional al aumento de la resistencia serie R_s , por lo tanto en la Ecuación (4-8) se incorpora el efecto de la degradación del módulo FV [96].

4.3.1.2 Diagnóstico de módulos fotovoltaicos

Distintos métodos para la detección automática de fallas en la zona CC de plantas FV se han propuesto en la literatura, como se presentó en la Sección 3.5. En esta tesis se propone una combinación de metodologías de diagnóstico, con un enfoque electro-térmico como se presenta a continuación.

Es posible acoplar los modelos térmicos y eléctricos de módulos FV por medio de la ecuación de balance de energía, expresada como [97]:

$$S = V_m I_m + U_{pv} A_m (T_m - T_a) \quad (4-9)$$

donde S es la energía efectiva absorbida por el módulo FV. El término $V_m I_m$ es la potencia de salida en CC, con V_m e I_m como la tensión y la corriente medidas del arreglo, respectivamente. El segundo término corresponde a las pérdidas térmicas del módulo con su alrededor, donde T_m es la temperatura del módulo, y T_a la temperatura ambiente. El término U_{pv} se denomina coeficiente de intercambio de calor. La Ecuación (4-9) incluye los siguientes supuestos:

- El cambio de temperatura entre las celdas y la cubierta de los módulos FV es despreciable.
- La temperatura se distribuye uniformemente en el módulo.

Además, la energía solar efectiva S se calcula como:

$$S = \alpha \tau G A_m \quad (4-10)$$

donde, para un nivel de radiación G , la parte que pasa el vidrio del módulo es $\alpha \tau G$, con α como el coeficiente de absorción de la celda, y τ como la transmitancia del cobertor para radiación directa y difusa. Para un módulo FV de tipo poli-cristalino el valor típico de $\alpha \tau$ está entre (0.8 y 0.9) (este dato es importante por ser el tipo de módulo utilizado en este trabajo de tesis) [97].

En la literatura, es posible encontrar propuestas para el cálculo del término U_{pv} en función de la velocidad del viento v [m/s]. Dichas expresiones son para módulos planos expuestos a viento exterior, considerando su alta dependencia con la dirección del mismo. Entre las propuestas encontradas en la literatura se establece un valor esperado calculado como [97]:

$$U_{pv_e} = 11.64 + 8.14 \cdot v \quad (4-11)$$

Este modelo entrega resultados satisfactorios considerando solamente la transferencia convectiva (natural y forzada) [97]. Más detalles sobre la ecuación de balance de energía se encuentran en el Anexo B.

Basado en lo anterior, se propone un método de diagnóstico para detectar las siguientes fallas: i) circuito abierto, ii) cortocircuito línea-línea o línea-tierra, iii) condición de sombreado o excesivo polvo, iv) falla interna en el módulo, v) falla en diodo de bypass, y vi) degradación avanzada. El sistema de detección de fallas en plantas FV se presenta en la Fig. 4-6.

Según la Fig. 4-6, los bloques iniciales corresponden a las entradas, que son las variables eléctricas medidas en la zona CC del arreglo FV. Específicamente, se trata de la tensión y la corriente del arreglo, con las que se calcula la potencia del módulo. Asimismo, se ingresan los

datos meteorológicos, que son la velocidad de viento, la radiación y temperatura ambiente. Además, la temperatura de cada módulo es ingresada, proveniente del sensor de temperatura colocado en la superficie posterior del módulo FV (pueden ser más de un sensor de temperatura por módulo, pero se debe usar el promedio aritmético). Los datos de entrada son utilizados para estimar la tensión del arreglo. Para esta operación se usan, además, los datos incluidos en la ficha técnica del módulo FV, donde es posible incluir algún factor de la degradación (calculado con alguna metodología). Como salidas de este bloque están: el cálculo de la potencia y el coeficiente de intercambio de calor, ambas por módulo.

Para el diagnóstico del módulo FV, en primer lugar, se calcula el valor del parámetro coeficiente de intercambio de calor, o U_{pv_e} , que es dependiente de la velocidad del viento. La transferencia de calor y la temperatura del módulo presentan cambios durante condiciones anormales de funcionamiento, sean estas transitorias o reversibles (como sombreado o suciedad) o permanentes (como cortocircuitos). Además, se calcula el parámetro U_{pv_c} utilizando la Ecuación (4-9), y se compara con el valor U_{pv_e} . Se obtiene así el parámetro ΔU_{pv} , definido como:

$$\Delta U_{pv} = (U_{pv_e}/U_{pv_c}) - 1 \quad (4-12)$$

Seguidamente, se compara la potencia medida P_m con la potencia calculada P_c , utilizando la corriente medida y la tensión calculada con la Ecuación (4-1), y se obtiene el parámetro ΔP , definido como:

$$\Delta P = (P_c/P_m) - 1 \quad (4-13)$$

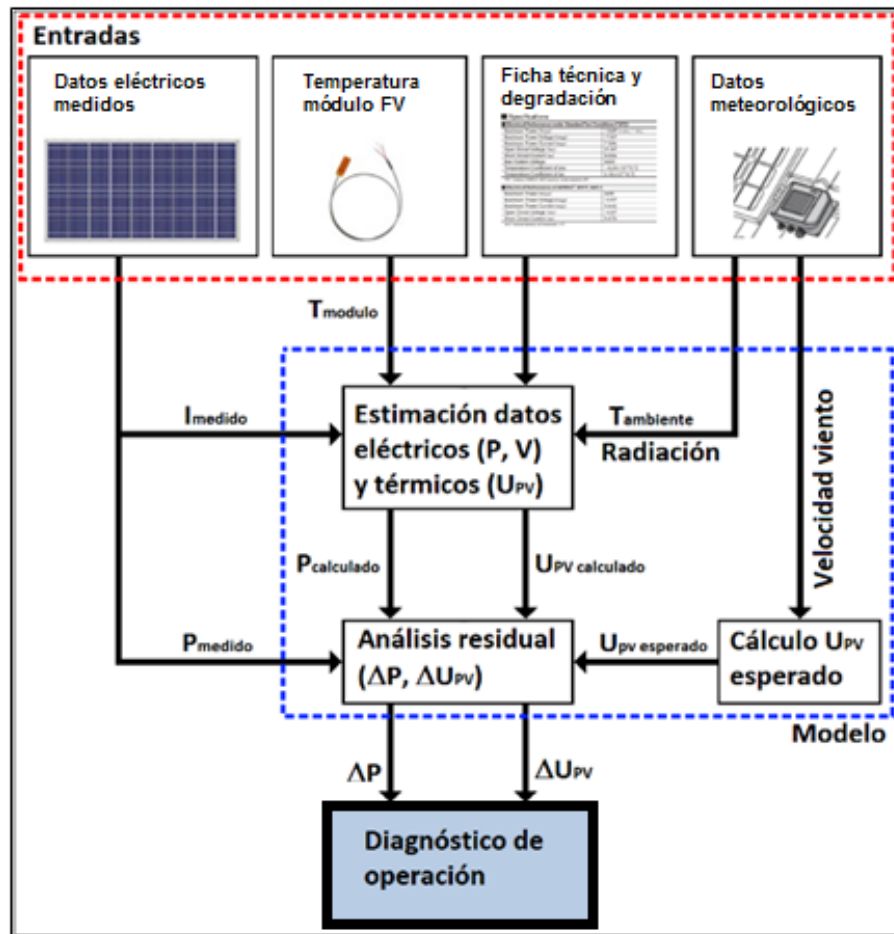


Figura 4-6: Metodología de operación de la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico FV

El diagnóstico se realiza analizando los parámetros calculados, que servirán, además, para clasificar la condición de operación y las fallas. En esta propuesta se asume que todos los módulos experimentan las mismas condiciones meteorológicas, lo cual es factible tomando en cuenta que el objetivo del sistema es proteger plantas FV en micro-redes, de tamaño acotado. La información obtenida en la Unida de Monitoreo y Diagnóstico de la planta FV es enviada a la Unidad de Ajuste de Protecciones, como se discutirá más adelante.

Se presenta a continuación la validación experimental del método de detección de fallas propuesto.

4.3.1.3 Validación del método de detección de fallas en planta FV

Se desarrolló una validación experimental del método de diagnóstico de plantas FV propuesto. El experimento se realizó en la planta FV del Laboratorio de Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica (DIE), de la Universidad de Chile. La Fig. 4-7 muestran dos de las condiciones evaluadas.

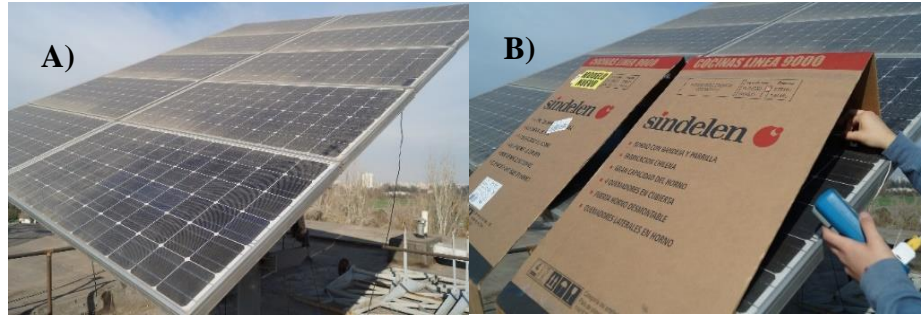


Figura 4-7: Fotografías de dos casos estudiados: A) condición normal; B) sombreado

La planta FV consiste en un arreglo de 10 módulos de tipo poli-cristalinos, conectados en serie, que alimentan un inversor con salida monofásica, 220 [V]/50 [Hz], que incluye un sistema MPPT. Las variables meteorológicas utilizadas fueron suministradas por el Departamento de Geofísica, de la Universidad de Chile, recopiladas en la estación de medición ubicada en la azotea situada al lado de la planta FV. La Tabla 4-2 muestra las condiciones meteorológicas y la ficha técnica del módulo FV utilizado (todos los módulos son iguales, y de la misma antigüedad).

Tabla 4-2: Condiciones meteorológicas durante el experimento y ficha técnica módulo

Condiciones meteorológicas:

Radiación G: 500 ± 25 [W/m²]

Velocidad viento v: 2 ± 0.5 [m/s]

Temperatura ambiente T_a: 16 ± 0.4 [°C]

Módulo Siemens modelo SM100 (72 celdas en serie)

Potencia: 100 Wp

Coefficiente voltaje circuito abierto: -3.4×10^{-3} /[K]

Radiación referencia G_{ref}: 1000 [W/m²]

Corriente I_{mp}: 5.9 [A]

Configuración: 12.0 [V]

Voltaje V_{mpp}: 17.0 [V]

Dimensiones: 1.32 x 0.66 [m]

Corriente corto circuito I_{sc}: 6.5 [A]

Coefficiente corriente corto circuito: $+4 \times 10^{-4}$ /[K]

Voltaje circuito abierto Voc: 21.0 [V]

Los instrumentos de la estación meteorológica del Departamento de Geofísica se muestran en la Tabla 4-3, detallando la variable, el tipo de instrumento, la marca/modelo, y la precisión de la medida. Se destaca que la estación meteorológica opera con un intervalo de muestreo de 30 [s], y el intervalo de registro de 15 [min] (se registra el promedio).

Tabla 4-3: Detalle de instrumentos de medición meteorológica y adquisición de datos

Variable	Instrumento	Modelo/marca	Precisión de medida
Temperatura ambiente [°C]	Termómetro	CS-500 Campbell	± 0.4 [°C] para T_a 16 [°C]
Radiación solar [W/m ²]	Piranometro	LI200X Campbell	$\pm 5\%$ máximo - $\pm 3\%$ típico
Velocidad viento [m/s]	Anemómetro con veleta	03001 Wind set Young	± 0.5 [m/s]
-	Almacenamiento y pre procesamiento de datos	Data-logger CR10X-2M Campbell	-

Los instrumentos portátiles utilizados para la medición de las variables eléctricas y térmicas tienen las siguientes características: i) multímetro digital para medición de tensión en CC: $\pm 0.09\%$ máximo, y temperatura del módulo usando un sensor tipo K: $\pm 3\%$; y, ii) pinza amperimétrica para medición de corriente en CC: $\pm 2.5\%$ máximo.

Se evaluaron las siguientes condiciones de operación: i) todos los módulos en operación normal (según Fig. 4-7-A); ii) un módulo con sombreado parcial (similar a la Fig. 4-7-B, pero no provocando un bloqueo completo); y, iii) un módulo con cortocircuito en sus terminales, por medio de una baja resistencia (~ 0.1 [Ω]). La Tabla 4-4 y 4-5 presenta los resultados del análisis de potencia y del coeficiente de intercambio de calor, respectivamente, para el módulo FV intervenido.

Tabla 4-4: Análisis de potencia para cada caso

Condición	Potencia del módulo [W]		ΔP [p.u.]
	Calculada	Medida	
Normal	41.8 ± 1.1	42.7 ± 1.1	0.0215 ± 0.001
Anormal sin falla	27.1 ± 0.6	22.4 ± 0.6	-0.173 ± 0.001
Anormal falla	21.0 ± 0.4	16.3 ± 0.4	-0.224 ± 0.001

Tabla 4-5: Análisis del coeficiente de intercambio de calor para cada caso

Condición	Variables medidas		U_{pv} [$W m^{-2} \text{ } ^\circ C^{-1}$]		ΔU_{pv} [p.u.]
			Calculado	Esperado	
Normal	Corriente [A]	2.5 ± 0.1	42.9 ± 5.0		-0.11 ± 0.04
	Temperatura promedio módulo [$^\circ C$]	22.8 ± 0.7			
Anormal sin falla	Corriente [A]	1.3 ± 0.1	72.3 ± 7.8	48.3 ± 12.0	-0.50 ± 0.1
	Temperatura promedio módulo [$^\circ C$]	19.7 ± 0.7			
Anormal con falla	Corriente [A]	1.0 ± 0.1	27.2 ± 2.9		0.44 ± 0.2
	Temperatura promedio módulo [$^\circ C$]	28.4 ± 0.7			

Como se observa en las Tablas 4-4 y 4-5, los parámetros de diagnóstico fueron sensibles a los cambios en las condiciones de operación en el módulo FV. Por lo tanto, se comprobó su efectividad para la detección de fallas. De esta forma, y según los datos recopilados en la experiencia, se proponen los siguientes valores umbrales para los indicadores de ΔP y ΔU_{pv} (como propuesta inicial), para la detección de fallas en los arreglos FV de tipo poli-cristalinos:

- Normal: $-0.050 < \Delta P < 0.050$ [p.u.] y $-0.20 < \Delta U_{pv} < 0.20$ [p.u.].
- Anormal sin falla: $\Delta P < -0.050$ [p.u.] y $\Delta U_{pv} < -0.20$ [p.u.].
- Anormal con falla: $\Delta P < -0.050$ [p.u.] y $\Delta U_{pv} > 0.20$ [p.u.].

Estos umbrales requieren de mayor experimentación y análisis, para ser integrados en la metodología, como se verá en el Capítulo 5. Los valores de los umbrales pueden ser expresados en forma de porcentaje.

En el Anexo C se presenta un análisis del cálculo del error en las mediciones experimentales, para computar su propagación.

4.3.2 Esquema y coordinación de protecciones

4.3.2.1 Antecedentes

Como primer paso se formula el problema de coordinación de protecciones. En general, una micro-red incluye una cantidad de dispositivos de protección, colocados de manera distribuida, con distintos esquemas de operación, los cuales buscan atender las fallas y perturbaciones posibles, para limitar sus consecuencias negativas. En vista de que un dispositivo de protección potencialmente puede errar en despejar una falla, un dispositivo de respaldo deberá actuar con un retardo de tiempo adecuado, en caso necesario [98]. Por lo tanto, la zona fallada será desconectada por el dispositivo que detecte más rápidamente la anomalía, y envíe el comando de apertura al interruptor respectivo. El tiempo de operación del dispositivo de protección se expresa como:

$$E_{\text{tiempo}} = \min(P_{\text{tiempo}}) \quad (4-14)$$

donde P_{tiempo} es el tiempo de operación del dispositivo de protección, y E_{tiempo} es tiempo mínimo de despeje de falla, y es igual a la suma de los tiempos mínimos posibles del dispositivo de protección, más el tiempo que le toma al interruptor encargado de despejar la falla abrir sus contactos [99]. El ajuste de los parámetros de los dispositivos de protección definirá la secuencia de disparo. Según el tipo de dispositivo, así serán los parámetros por ajustar. La Tabla 4-6 incluye los parámetros considerados en esta propuesta.

Tabla 4-6: Parámetros de ajuste por utilizar en esta propuesta

Tipo	Ajustes	Condición de disparo	Tiempo operación	Restricciones
Sobrecorriente	TDS, I_p , I_{inst}	$I > I_p$	$f(I_p, \text{TDS})$	Direccional
Baja tensión	D, V_p , V_{inst}	$V > V_p$	$f(V_p, D)$	Direccional $V > V_{\text{min}}$

donde:

I_p : ajuste de la corriente pick-up.

I_{inst} : es la corriente de operación instantánea, o tiempo definido.

V_p : ajuste de la tensión pick-up.

V_{inst} : es la tensión de operación instantáneo, o tiempo definido.

I: es la corriente medida en el secundario del transformador de corriente.

V: es la tensión medida en el secundario del transformador de tensión.

V_{min} : es el nivel mínimo de operación del dispositivo de protección, bajo este valor el dispositivo se bloquea.

El ajuste de los dispositivos de protección toma dos pasos, que son [98]:

1. Ajuste del alcance del dispositivo, o zona de protección. Para los de sobrecorriente direccional se realiza por medio del ajuste de la corriente pick-up y la corriente instantánea. Para el dispositivo de protección de baja tensión es por medio de la tensión pick-up e instantánea.
2. Ajuste de la característica de tiempo para cada zona de protección. Para los de sobrecorriente direccional esto se hace por medio de la selección del tipo de curva de tiempo inverso.

El procedimiento de ajuste realizado fuera-de-línea e incluye los siguientes pasos:

- a) Cálculos de falla: realizar el cálculo de las corrientes y tensiones de falla en todos los puntos de la micro-red, donde se incluya un dispositivo de protección.
- b) Determinación del alcance o zonas de protección: utilizando los cálculos de a), establecer el alcance o zonas de protección.

- c) Establecimiento de las secuencias de operación P/R: de acuerdo con el análisis de la topología de la micro-red, establecer todos los pares P/R.
- d) Ajuste del tiempo: según las secuencias P/R, determinar las características de tiempo de los dispositivos de respaldo, de manera que su tiempo de operación incorpore un CTI, previamente definido.

Para mantener actualizados los dispositivos de protección se requiere realizar los pasos a)-d) en el momento en que se presenten cambios en las condiciones de operación, bajo un enfoque adaptativo. Para esto, se analizan los siguientes tres enfoques:

1. Los pasos a)-d) deberán realizarse en-línea, con cambios en las condiciones de operación, que tengan efectos en la operación de los dispositivos de protección.
2. Algunas propuestas de la literatura realizan los pasos a)-d) con cálculos fuera-de-línea para una cantidad de condiciones de operación factibles, normalmente relacionadas a la conexión/desconexión de las unidades RD. Se registran los resultados de los parámetros de ajuste en una tabla de estados (conocido en inglés como look-up table) [19]. Cuando se presentan cambios en la conexión/desconexión de una unidad de RD, el sistema revisa la tabla y envía los parámetros a los dispositivos de protección, y permanecen así hasta un nuevo cambio.
3. Una variación del enfoque 2), es cubrir las condiciones de operación no incluidas en la tabla de estados, utilizando alguna técnica que haga los cálculos de manera parcial, basada en las condiciones consideradas, siempre que se cumplan con los requerimientos definidos. Distintas técnicas se han evaluado y revisado, pero no se consideran en este trabajo de tesis.

Los Enfoques 1. y 2. se proponen para aplicar en este trabajo de tesis.

4.3.2.2 Esquema de protecciones

El sistema propuesto se basa en un esquema de protección que incluye la acción combinada de elementos direccionales de sobrecorriente y de baja tensión, para actuar sobre el interruptor por medio de la señal de disparo. La Fig. 4-8 presenta un diagrama del esquema propuesto. Según la Fig. 4-8, cualquiera de los dos elementos podrá producir la señal de disparo del interruptor para su apertura.

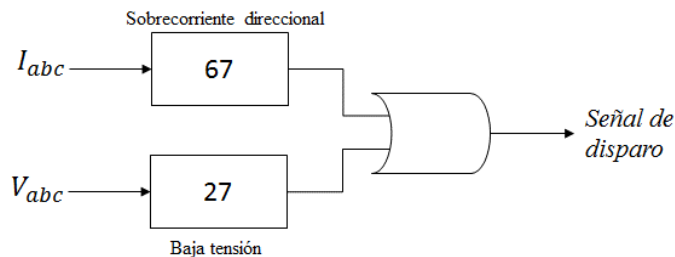


Figura 4-8: Esquema de protección propuesto

La Fig. 4-8 indica la numeración de las funciones de protección. En primer lugar, la función de sobrecorriente direccional corresponde a la ANSI 67 (ANSI, por las siglas en inglés de American National Standards Institute, con sede en Washington D. C., Estados Unidos). En segundo lugar,

la función de baja tensión es la ANSI 27. Esta numeración es de uso generalizado en las aplicaciones de protecciones, por lo tanto, conviene establecer claramente cuáles funciones son utilizadas.

Por un lado, el elemento de sobrecorriente direccional de la Fig. 4-8 tendrá una característica de disparo de tiempo inverso. El tiempo de operación dependerá del nivel de corriente de falla y del ajuste del marcador de tiempo. Esta característica permitirá la coordinación entre los distintos dispositivos de protección. El criterio para establecer la zona de actuación instantánea depende de la localización y el tipo de elemento protegido, en el caso de las líneas de distribución, se sugiere que la actuación instantánea sea cuando la corriente alcance 125% de la corriente máxima de falla calculada en el estudio de cortocircuito [100].

Por otro lado, el elemento de baja tensión de la Fig. 4-8 tendrá una característica de disparo de tiempo inversa. El tiempo de operación dependerá del nivel de caída de tensión y del ajuste del marcador de tiempo. Como valor de pick-up se propone un nivel del 85% de la tensión nominal, por debajo del cual se considera una condición anormal (basado en la Tabla 2-5). Además, este dispositivo de protección permite establecer un nivel de tensión mínima de operación, por debajo de éste se inhabilita su acción, para evitar falsos disparos, como, por ejemplo, cuando el sistema se energiza luego de una salida completa. El ajuste del nivel de operación mínima se obtiene según el estudio de cortocircuito.

La curva de tiempo del elemento de sobrecorriente sigue la Ecuación (3-8), donde A y B corresponden a la curva IEC (IEC, por las siglas en inglés de International Electrotechnical Commission, con sede en Ginebra, Suiza) moderada inversa, definida para este trabajo de tesis, con A=0.14 y B=0.02. No se descarta el uso de otro tipo de curvas, lo cual será parte de los trabajos futuros.

La curva de tiempo inverso del elemento de baja tensión es de la forma [83]:

$$t_i = \left(\frac{D_i}{1 - (V_{sc,i}/V_{p,i})} \right) \quad (4-15)$$

donde:

t_i es el tiempo de operación en [s] del dispositivo i-ésimo.

D_i es el marcador de tiempo del dispositivo i-ésimo.

$V_{sc,i}$ es la tensión de entrada del dispositivo i-ésimo.

$V_{p,i}$ es el ajuste de la tensión de pick-up del dispositivo i-ésimo.

Las dos funciones de la Fig. 4-8 requieren de la coordinación interna, donde se propone establecer como elemento primario la función de sobrecorriente. Además, se considera que al menos el dispositivo de protección primario tendrá uno de respaldo. Las Figs. 4-9 y 4-10 presentan la propuesta de coordinación de protecciones.

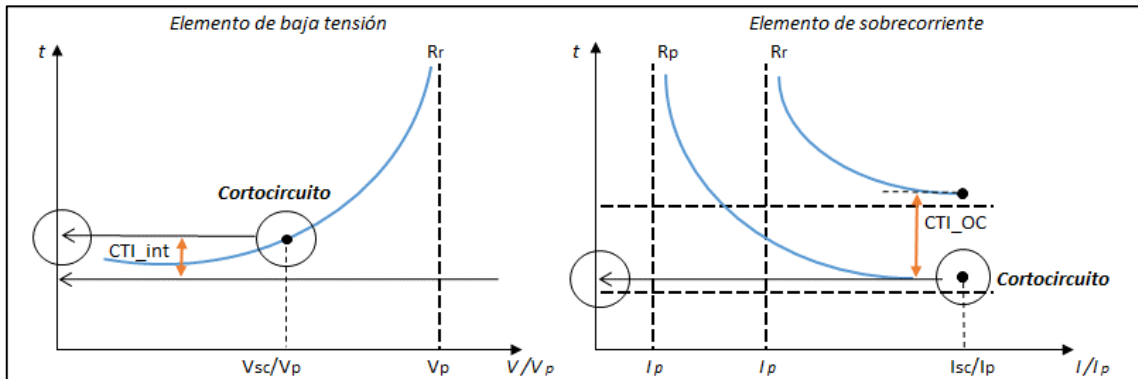


Figura 4-9: Coordinación de protecciones con alta corriente de falla

En primer lugar, cuando las condiciones de operación de la micro-red permiten producir altas corrientes de falla, y éstas alcancen el nivel instantáneo de la curva del dispositivo, la operación coordinada de las protecciones se observa en la Fig. 4-9. En este caso, se espera que el dispositivo primario de sobrecorriente, R_p , tenga prioridad para despejar la falla, sobre el dispositivo de respaldo de sobrecorriente, R_r (ver curvas de la derecha). Por su parte, la función de baja tensión será respaldo de la función de sobrecorriente (ver curva de la izquierda). Entonces, se deberán considerar distintos CTI para la coordinación de protecciones, que son: i) CTI_{OC} , el intervalo de coordinación entre los elementos de sobrecorriente de los dispositivos P/R; y, ii) CTI_{int} , el intervalo de coordinación interno entre los elementos de sobrecorriente y baja tensión, que operan en el mismo dispositivo primario.

En segundo lugar, cuando las condiciones de operación de la micro-red producen bajas corrientes de falla, que no alcancen el nivel instantáneo, se propone despejar las fallas con el elemento de baja tensión, como lo presenta la Fig. 4-10. Se debe mantener la coordinación de protecciones entre dispositivo primario y de respaldo.

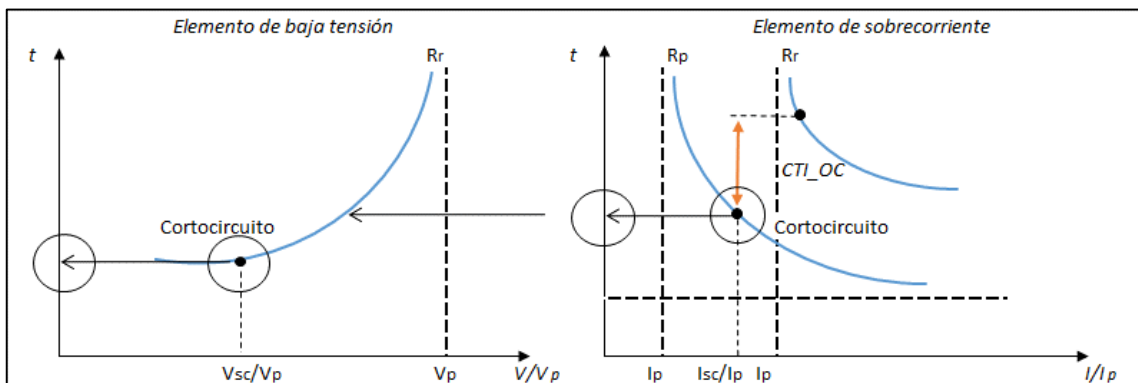


Figura 4-10: Coordinación de protecciones con baja corriente de falla

Una condición de operación caracterizada por producir una baja corriente de falla se presenta debido a:

1. La conexión exclusiva de unidades RD con inversores (los cuales tienen limitada corriente de falla).
2. Según sea el tipo de falla (sea ésta un cortocircuito trifásico, bifásico, bifásico a tierra, o monofásico a tierra).
3. La resistencia de falla (que tiene un efecto limitante).

4.3.2.3 Validación experimental del esquema de protección

El esquema de protección de la Fig. 4-8 fue probado experimentalmente en la red del Laboratorio de Energía, del DIE, Universidad de Chile. La Fig. 4-11 presenta el diagrama unilineal de la red de prueba, mostrando los distintos componentes. Se destaca el relé GE-Multilin, modelo F35, que tiene la capacidad de proteger simultáneamente tres puntos de la red, con operación autónoma en cada uno. En este caso, el relé protege la entrada de las barras 3, 4 y 5, donde se incluye el esquema mostrado en la Fig. 4-8. De esta forma es posible probar la sensibilidad y la selectividad de la propuesta frente a fallas.

Para provocar la condición anormal se utilizó un motor eléctrico de 2 [HP], el cual tiene la posibilidad de conectarse de dos formas distintas, que son: i) conexión del devanado en estrella (Y), que es su condición normal; y, ii) conexión del devanado en triángulo (D), que es la condición anormal. La idea es provocar una sobrecorriente mayor a la condición normal, y evaluar la respuesta del sistema de protección. Se descartó la posibilidad de provocar cortocircuitos sólidos, por aspectos de seguridad de las personas y del equipo del laboratorio.

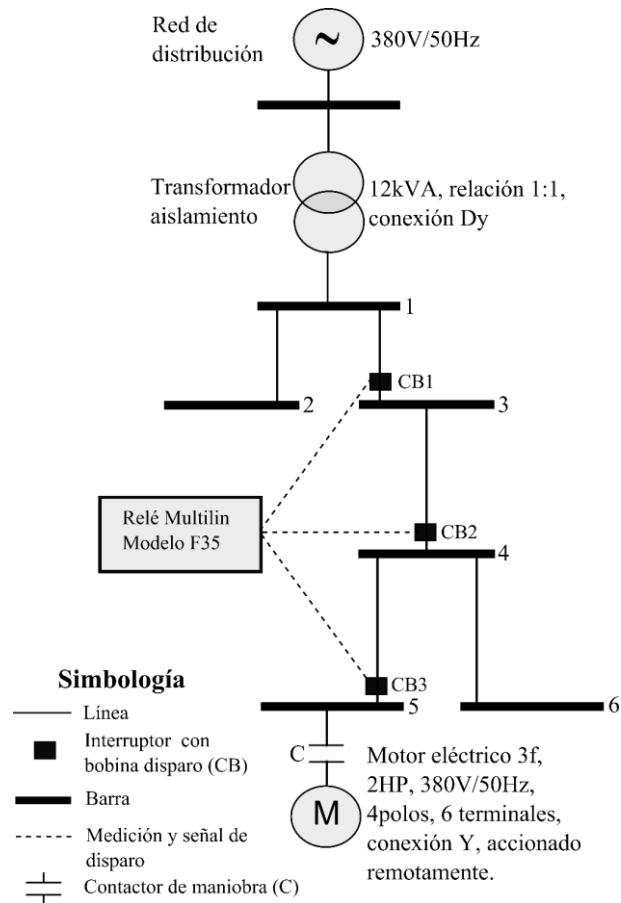


Figura 4-11: Diagrama unilineal de la red del Laboratorio de Energía

Utilizando el software Power Factory de Digsilent, se realizaron estudios eléctricos previos, tanto de flujo de potencia CA, como de cortocircuito. De este estudio se estimó la corriente de cortocircuito con resistencia de falla cero en la barra 5, con una magnitud de 52.0 [A]. Con respecto al arranque del motor, la corriente de arranque en conexión estrella se calculó en 11.0 [A]. Mientras que el cálculo de la corriente al arrancarse en conexión triángulo llegó a 24.0 [A], con una caída de tensión máxima a 234.0 [V]. Estos datos se usaron para realizar el ajuste y coordinación de protecciones en los tres puntos indicados. Para contrastar los valores calculados con los medidos experimentalmente, los valores medidos fueron los siguientes: i) corriente de arranque en conexión estrella de 11.1 [A]; ii) corriente de arranque en conexión triángulo de 24.3 [A]; y, iii) caída de tensión máxima durante arranque en conexión triángulo de 213.8 [A]. Se comprobó que los datos calculados son cercanos a los datos reales, por lo tanto, los cálculos realizados son confiables para hacer la coordinación de protecciones.

El método de coordinación utilizado en esta prueba experimental fue el de prueba-y-error, por tratarse de una red con pocos puntos de protección. Luego del ajuste de las protecciones, los resultados experimentales del arranque del motor fueron los siguientes:

- Arranque en la conexión estrella: el motor logró arrancar de manera satisfactoria, sin la activación de ningún elemento de protección (situación esperada).

- Arranque en la conexión triángulo: el CB3 se activó, despejando la condición de falla en 0.170 [s], por medio del elemento de baja tensión (como era esperado). Nótese que, dado que no es un cortocircuito, el elemento de sobrecorriente no operó. La Fig. 4-12 muestra la captura de las corrientes de fase (A, B y C), utilizando el software GE-Energista. Dicho software se utiliza para programar y leer el relé de manera remota.

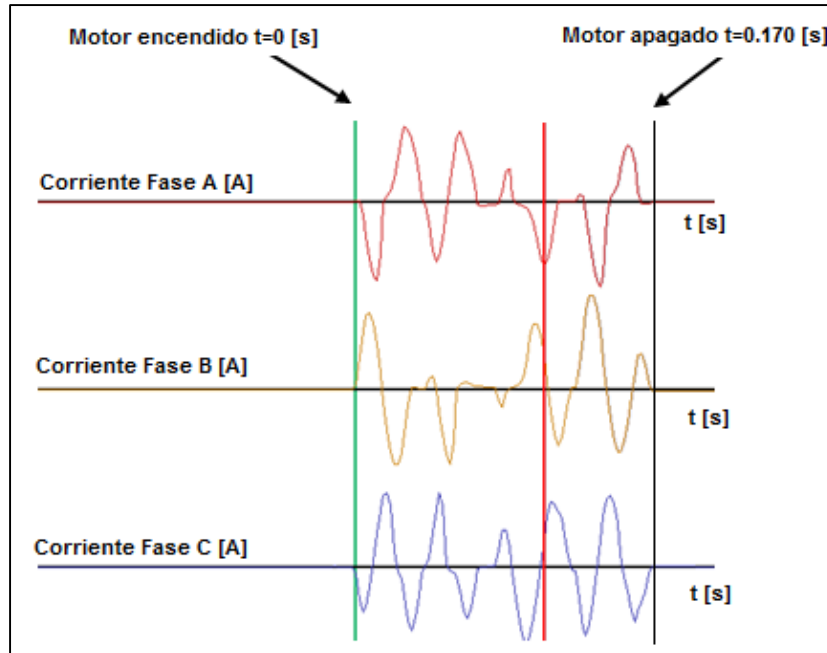


Figura 4-12: Corrientes registradas durante el arranque en triángulo

De esta forma se comprobó que el esquema de protección propuesto detecta condiciones anormales, y puede ser coordinado de manera correcta. El desarrollo de pruebas experimentales adicionales se propone como trabajo futuro.

4.3.2.4 Formulación del problema de coordinación robusta

Como se mencionó en la Sub-sección 3.4.3, en la literatura se encuentran distintos trabajos que proponen el uso de técnicas de optimización para resolver el problema de coordinación de protecciones. Sin embargo, mayoritariamente se enfocan en la coordinación de dispositivos de sobrecorriente y sobrecorriente direccional, tanto en SEP, como en micro-redes. Los trabajos de coordinación de dispositivos de protección con esquemas combinados, que incluyen elementos de sobrecorriente y baja tensión, son limitados. Por lo tanto, la propuesta de tesis realiza un aporte en este espacio abierto de investigación, aplicado a las micro-redes, pero que puede ser extensible a los SEP. A continuación, se presenta la formulación y resolución del problema, planteado bajo el enfoque de optimización robusta.

Se establece un problema de optimización, donde el objetivo es minimizar una cierta función de costo de interés, definida como $\|Ax - b\|$, considerando alguna incertidumbre o posible variación en los datos de A y b. Se asume que A y/o b son variables aleatorias en $\mathbb{R}^{m \times n}$ and $\mathbb{R}^{m \times 1}$, respectivamente, y $x \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ [101]. Para estructurar la incertidumbre en los datos de entrada se utiliza el enfoque de escenarios [102]. Un escenario representa una posible realización de los datos de

entrada. Un caso específico de lo anterior es modelar la variación en la matriz A por medio del enfoque del peor caso [103]. Se tiene un conjunto finito de k escenarios definidos como $\mathcal{A} = \{A_1, \dots, A_k\}$. El criterio robusto tiene como objetivo minimizar la función de costo en el peor de los casos. El problema se define como [103]:

$$\min \left[\max_{i=1, \dots, k} \|A_i x - b\| \right] \quad (4-16)$$

Se asume que el sub-problema $\left[\max_{i=1, \dots, k} \|A_i x - b\| \right]$ tiene múltiples soluciones locales dentro del conjunto de k escenarios definidos por \mathcal{A} , el cual es el conjunto de peores (o más relevantes) fallas, para el caso del problema de coordinación de protecciones.

Se escribe el problema en forma de epígrafe como:

$$\begin{aligned} \min_x t \\ \text{s.a.} \quad \|A_i x - b\| \leq t, i = 1, \dots, k \end{aligned} \quad (4-17)$$

el cual puede ser resuelto de distintas maneras, con t como una variable auxiliar. En este caso, dada la forma lineal en que se planteará el problema, así como sus restricciones (como funciones lineales), se resolverá por medio de programación lineal, como se verá más adelante.

Sea $z(s, p_k)$ la función de costo relacionada al problema de coordinación de protecciones en una micro-red, donde s representa los parámetros de ajuste de los dispositivos de protección, $s \in S$, y S es el conjunto posible de los parámetros; p_k representa las condiciones de falla, $p_k \in P \forall k$, $k = 1, \dots, K$, con K como el número máximo de fallas consideradas, y P es el conjunto finito de escenarios. La manera de establecer el conjunto de escenarios será definida más adelante.

Así, el problema de ajuste y coordinación de protecciones se establece como:

$$\begin{aligned} \min_s t \\ \text{s.a.} \quad z(s, p_k) \leq t, \forall k \\ s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}, \text{ como los límites de los parámetros del dispositivo } i. \\ T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max}, \text{ como los límites del tiempo de operación del dispositivo } i. \\ T_i = f(s_i), \text{ es la curva de tiempo de operación del dispositivo } i. \\ h(T) \geq 0, \text{ como criterio de coordinación.} \end{aligned} \quad (4-18)$$

La Ecuación (4-18) se particulariza al problema de seleccionar los parámetros de los dispositivos de protección de sobrecorriente y baja tensión. El objetivo de la coordinación robusta es minimizar los tiempos de operación de los dispositivos de protección. La definición del conjunto de los escenarios de falla es uno de los aportes más importantes del trabajo de tesis, y debe contener las fronteras y otros puntos relevantes del espacio de fallas posibles.

En el caso de la curva de tiempo inverso de los dispositivos de sobrecorriente, si se asume que la corriente de pick-up es determinada previamente, la Ecuación (4-8) se escribe de forma lineal como:

$$T_{ik} = K_{ik} TDS_i \quad (4-19)$$

donde:

$$K_{ik} = \left(\frac{A}{\left(\frac{I_{sc,ik}}{I_{p,i}} \right)^B - 1} \right) \quad (4-20)$$

Por su parte, la curva de tiempo inverso de los dispositivos de baja tensión, si se asume que la tensión de pick-up es determinada previamente, la Ecuación (4-15) se escribe de manera lineal para el dispositivo j como:

$$T_{jk} = L_{jk} D_j \quad (4-21)$$

donde:

$$L_{jk} = \left(\frac{1}{1 - \left(\frac{V_{sc,ik}}{V_{p,i}} \right)} \right) \quad (4-22)$$

Utilizando las ecuaciones (4-19) y (4-21), el problema se resuelve como un problema de programación lineal, con los términos K_{ik} y L_{jk} llamados factores característicos de las curvas de los dispositivos de protección.

Finalmente, el problema de coordinación de protecciones se define como:

$$\begin{aligned} & \min_{TDS_i, D_j} t \\ \text{s.a.} \quad & \left\{ \sum_{i=1}^M (K_{ik} TDS_i) + \sum_{j=1}^N (L_{jk} D_j) \right\} \leq t, \quad \forall k \\ & TDS_i^{\min} \leq TDS_i \leq TDS_i^{\max} \\ & D_j^{\min} \leq D_j \leq D_j^{\max} \\ & T_{ik}^{\min} \leq T_{ik} \leq T_{ik}^{\max} \\ & T_{jk}^{\min} \leq T_{jk} \leq T_{jk}^{\max} \\ & T_{mk} \geq T_{ik} + \Delta T_{im} \\ & T_{jk} \geq T_{ik} + \Delta T_{ij} \end{aligned} \quad (4-23)$$

donde M y N representan, respectivamente, el número de dispositivos de sobrecorriente y baja tensión; TDS_i^{\min} y TDS_i^{\max} son los límites de los marcadores de tiempo para los dispositivos de sobrecorriente direccional; D_j^{\min} y D_j^{\max} son los límites de los marcadores de tiempo de los dispositivos de baja tensión; T_{ik}^{\min} y T_{ik}^{\max} son los límites de operación para los tiempos de los dispositivos de sobrecorriente direccional; T_{jk}^{\min} y T_{jk}^{\max} son los límites de operación para los tiempos de los dispositivos de baja tensión; T_{mk} es el tiempo de operación del primer dispositivo de sobrecorriente direccional de respaldo de i ; ΔT_{im} es el CTI para los dispositivos de sobrecorriente i y m . Y ΔT_{ij} es el CTI para los dispositivos de sobrecorriente i y baja tensión j , llamada “coordinación interna del dispositivo”, ya que es la coordinación de dos funciones que operan en el mismo dispositivo de protección. Ambos intervalos de coordinación CTI se consideran valores de entrada definidos previamente.

Para configuraciones transitorias, que ocurren en micro-redes con topologías particulares (por ejemplo, con estructuras en malla), cuando una falla debe ser despejada activando dos dispositivos de protección, en [81] se sugiere incluir las restricciones de coordinación para asegurar una operación selectiva:

$$T'_{mk} \geq T'_{ik} + \Delta T'_{im} \quad (4-24)$$

donde el super índice (´) corresponde a una configuración cuando solo un dispositivo de la zona ha operado. El efecto de las configuraciones transitorias se estudiarán en detalle en el Capítulo 5.

4.4 Metodología del sistema de protección para micro-redes

La Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones sigue la evolución de las condiciones de operación de la micro-red, incluyendo la información entregada por la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico. El procedimiento de operación se presenta en la Fig. 4-13, detallando las entradas y salidas de cada etapa. Se destaca que la Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones incorpora las siguientes características fundamentales: i) tiene un enfoque adaptativo; ii) opera bajo un evento desencadenante; iii) usa una estrategia de horizonte deslizante; y, iv) resuelve el problema de coordinación de protecciones con una estrategia de optimización robusta. Todo lo anterior, con el objetivo de que los dispositivos de protección sean reajustados para cumplir los requerimientos de detección de fallas de cortocircuito, según cambios en las condiciones de operación. El cálculo de los parámetros de los dispositivos de protección se propone con un enfoque de optimización robusto, ya que existe incertidumbre en los pronósticos de la generación renovable, la demanda, así como en el tipo y la ubicación de la falla.

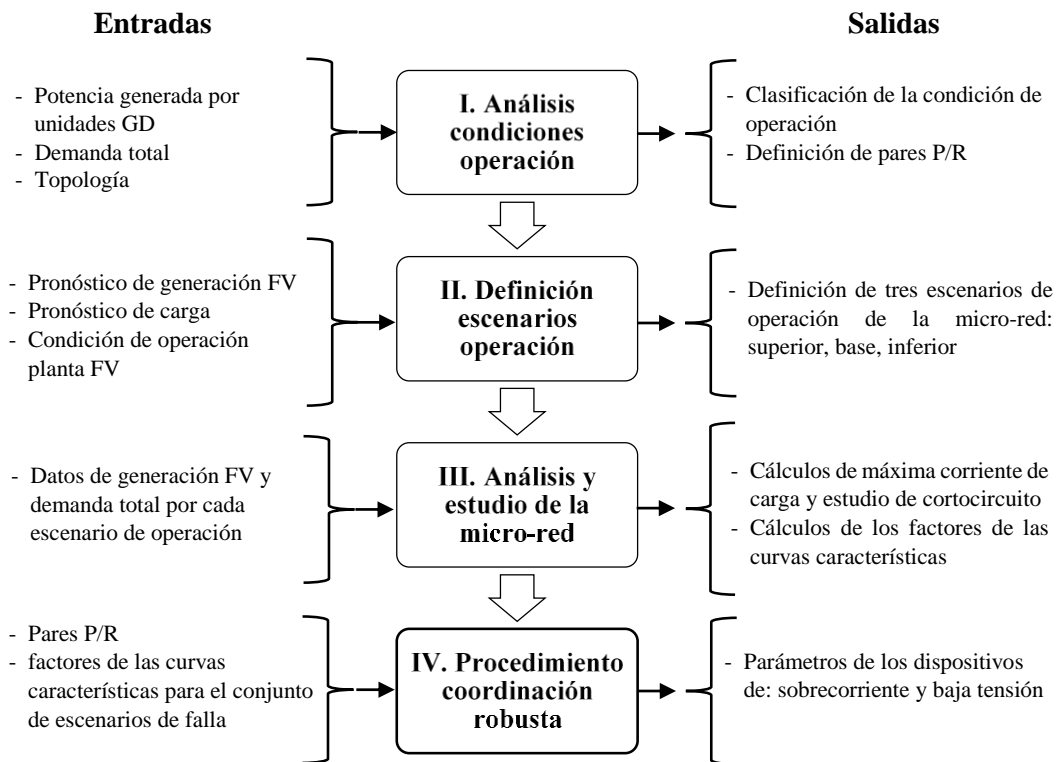


Figura 4-13: Procedimiento de la Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones

A continuación, se detallan cada una de las cuatro etapas de la Fig. 4-13.

I. Análisis de las condiciones de operación.

El objetivo de esta etapa es evaluar aquellos aspectos que influyen en la operación del sistema de protección, que provoca degradación de la sensibilidad, cambios en los tiempos de actuación, y pérdida de la coordinación de protecciones. Los siguientes aspectos son considerados para iniciar el proceso de reajuste de protecciones:

- Cambios en el modo de operación (conectado/aislado).
- Cambios en las unidades RD.
- Cambios en la topología.
- Cambios en parámetro Net Load (NL), definido como:

$$NL = P_L - P_{RE} \quad (4-25)$$

donde P_L es la carga total y P_{RE} es la potencia generada con fuentes de energía renovables. Según el valor del NL , la condición de operación de la micro-red es clasificada utilizando niveles límites (umbrales), los cuales dependen de las características particulares de la micro-red.

En este paso se realiza la definición de los pares P/R, siguiendo la metodología propuesta en la Sub-sección 3.4.2 (u otro método válido).

II. Definición de los escenarios de operación.

Los escenarios de operación son definidos considerando datos históricos de operación de la micro-red, y pronósticos de generación con fuentes de energía renovable y demanda. A partir de los estos datos se establece una banda de confianza para los pronósticos, de forma que se represente la incertidumbre de los datos. Además, las capacidades de generación de las unidades de generación renovable, como las plantas FV, son ajustadas con los datos recibidos desde la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico, en caso necesario (por ejemplo: ante una reducción de la capacidad de producción de energía por excesiva acumulación de polvo).

Los escenarios de operación son definidos con los siguientes pasos:

1. Obtenga la condición de operación inicial de la micro-red.
2. La Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones solicita y recibe los pronósticos de generación renovables y carga para el siguiente paso en el horizonte de pronóstico, con una banda de confianza. Varios métodos de pronósticos se han propuesto en la literatura los cuales son aplicables para este propósito [104].
3. Para la banda de confianza definida, se establecen los siguientes tres escenarios de operación como: en el límite de banda superior, en la base (valor medio), y en el límite de banda inferior.

Una banda (o intervalo) de confianza es un rango en el cual el valor de los datos desconocidos puede ser localizado. Este rango se estima a partir de un conjunto dado de datos muestreados [105]. Dado que no es práctico recopilar información de todos los datos, la media de los datos se estima a partir de la información sobre la media y la varianza de la muestra, lo que puede introducir algún error en la predicción de los datos. Por lo tanto, a menudo es deseable calcular un intervalo para la media de los datos, cuyo límite superior se denomina “límite superior de confianza”, y el límite

inferior se denomina “límite inferior de confianza”. Los límites de confianza generalmente se estiman teniendo en cuenta el tamaño de muestra, el nivel de confianza requerido, y la incertidumbre en la variable aleatoria bajo consideración; esta incertidumbre se cuantifica a través de la estimación de la varianza.

El método seguido para la construcción del pronóstico de generación renovable y demanda, que incluyan una banda de confianza, no es parte de la propuesta de este trabajo de tesis. Esto es, se asumen como datos de entrada para el problema de optimización robusta. Algunas consideraciones para el pronóstico con una banda de confianza requerido son las siguientes:

- Un pronóstico efectivo tiene importantes efectos en la operación de los sistema eléctricos de potencia, lo que es extendible al sistema de protección propuesto [105],[106].
- Existen distintos métodos para capturar la característica estocástica de la generación con fuentes renovables y la demanda. Igualmente, es posible encontrar distintos métodos de cálculo que estiman de manera precisa un intervalo de confianza para el pronóstico, como: persistencia, series de tiempo, redes neuronales, y enfoques combinados utilizando distintos métodos. Por ejemplo, en [107] se propone el uso de redes neuronales entrenadas por medio de filtros extendidos de Kalman para el cálculo del pronóstico con una banda de confianza.
- El intervalo de confianza se propone como una manera de cuantificar la precisión del pronóstico. Según sea el dato que se debe pronosticar (generación de viento, solar o demanda), se deberá seleccionar un método adecuado para construir el intervalo de confianza. Por ejemplo, en [107] se propone un método de cálculo del intervalo de confianza para pronósticos de generación eólica, donde usan la matriz de covarianza para la predicción final. Los intervalos de confianza estimados serán las predicciones más y menos las desviaciones estándar. Además, en [106] se propone un método de pronóstico de demanda en corto plazo con intervalo de confianza, basado en el cálculo de los cuartiles empíricos del error de pronóstico relativo, observado en el pasado.
- En el presente trabajo de tesis no se incluyen consideraciones sobre estrategias de manejo de carga (por ejemplo: respuesta a la demanda), a pesar de que los sistemas de manejo de carga podrían ser útiles al operar en condiciones anormales (por ejemplo: una sobrecarga en una línea de distribución). Este tipo de estrategias pueden agregar mayor complejidad al problema de construir el intervalo de confianza, y esto debe ser abordado como parte de los trabajos futuros [106].

Finalmente, es importante notar que la tasa de actualización de los datos en la etapa de ajuste de protecciones, dependerá de la implementación específica del EMS de la micro-red. El tiempo de actualización deberá ser definido de tal manera que pueda seguir la evolución de cambios repentinos en el modo de operación, demanda, topología, y en las unidades de generación renovables.

III. Análisis y estudio de la micro-red.

Para cada escenario de operación definido en la Etapa II se realiza un estudio de flujo de potencia trifásico. Con esta información se definen los valores del parámetro corrientes pick-up de cada dispositivo de protección, utilizando la corriente máxima de carga calculada, mas un margen de seguridad de 20% (según establecen los códigos eléctricos y las prácticas comunes en SEP). Este parámetro afectará directamente la sensibilidad del dispositivo, y debe ser actualizado cuando un cambio en la condición de operación así lo requiera.

Seguidamente, se procede con el cálculo de cortocircuito trifásico, considerando tres localizaciones distintas de cada línea protegida. Los puntos considerados son al 1%, 50% y 99% de la longitud de la línea. El cálculo de cortocircuito se realiza considerando resistencia de falla cero ($R_f = 0$). Estos valores calculados con resistencia de falla cero corresponden a las corrientes de máximas de falla esperadas. Con la corriente máxima de cortocircuito calculada ($I_{sc,ik}$), se propone calcular la resistencia de falla máxima (R_f^{max}), basado en [108].

El concepto de resistencia a falla se refiere a la resistencia del arco eléctrico que normalmente aparece en una falla de cortocircuito, la cual puede incluirse en los cálculos. Esta resistencia de falla limitará la corriente de cortocircuito, y modificará la caída de tensión durante el cortocircuito. Un arco eléctrico es un fenómeno no lineal que depende de diversos factores. Sin embargo, hay varios enfoques que consideran el arco como una sola resistencia, que depende de la corriente y su longitud del mismo. Así, con base en pruebas experimentales, se utiliza la siguiente ecuación para resistencia a falla [108]:

$$R_f^{max} = \frac{1443.6 \cdot L}{I_{sc,ik}} \quad (4-26)$$

donde R_f^{max} es medida en ohmios [Ω]; L es la extensión estimada del arco eléctrico en metros [m], la cual se sugiere establecer como la distancia máxima entre los conductores de las líneas de distribución; $I_{sc,ik}$ es la corriente máxima de cortocircuito trifásico en amperios [A] incluido en la Ecuación (4-20); y 1443.6 es una constante en [V/m].

El paso final de esta etapa es calcular la corriente de cortocircuito trifásico con R_f^{max} , para todas las combinaciones de localizaciones/escenarios. Estas corrientes serán las magnitudes de falla más bajas esperadas, para lo cual el sistema de protección debe actuar. Junto con las corrientes de falla, las tensiones de falla se deben registrar con R_f^{max} , para ajustar los dispositivos de protección de baja tensión.

IV. Procedimiento de coordinación de protecciones.

Con los datos calculados en las etapas anteriores, se define el conjunto de escenarios de falla P, como lo muestra la Fig. 4-14. Esto es, para una condición de operación dada, la cual es establecida para un tiempo específico, se definen los tres escenarios de operación, y para cada uno se realizan cálculos de cortocircuito trifásico, con resistencia de falla cero y máxima, en las tres localizaciones de la línea. Se llega a construir el conjunto de escenarios de falla para proceder con la metodología de optimización robusta.

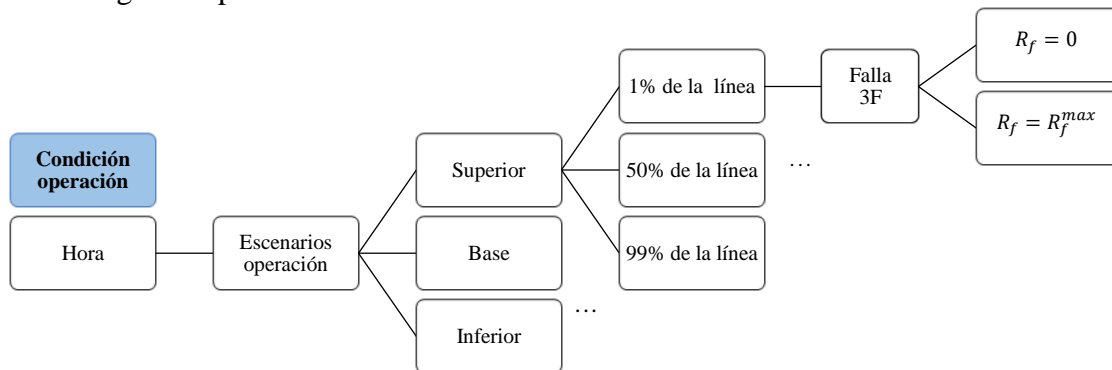


Figura 4-14: Método para definición del conjunto de escenarios

El objetivo del procedimiento de optimización robusta es, aplicado a la coordinación de protecciones, protegerse contra el riesgo de degradación del rendimiento del sistema en un conjunto de escenarios posibles. En consecuencia, se dice que una configuración de parámetros es robusta, si se despeja la falla en el menor tiempo posible, y permanece coordinada para un conjunto de escenarios de operación factibles de la micro-red. Este conjunto de escenarios también busca cubrir otras condiciones de operación menos críticas, calculadas en la etapa anterior, según la base de datos del cálculo de cortocircuito para cada escenario de operación (tres), resistencia de falla (dos), y ubicación en la línea (tres). Por lo tanto, con $K=18$, se desarrolla un conjunto $\mathcal{A} = \{A_1, \dots, A_{18}\}$ (de acuerdo con la Sub-sección 4.3.2.4). En este caso, $A_k \in \mathbb{R}^{m \times n}$ y $x \in \mathbb{R}^{n \times 1}$, consideran m como el número de factores de curva característica de los elementos de protección, y n como el número de parámetros de marcadores de tiempo de los elementos de sobrecorriente y baja tensión. Finalmente, el parámetro b es cero.

El procedimiento de optimización robusta considera que los parámetros de los dispositivos de protección tomarán valores discretos (como ocurre con los dispositivos de protección electrónicos actuales). Por lo tanto, es necesario definirlos como variables discretas, de acuerdo con las características particulares de cada dispositivo.

4.5 Implementación y validación inicial

En esta sección se realiza una aplicación de la metodología de coordinación de protecciones a la red de la Fig. 2-5 (ver la Sub-sección 2.3.4). El objetivo es evaluar el desempeño de la metodología, antes de hacer una aplicación en una micro-red completa, considerando datos de operación reales. Los datos de la red de prueba fueron obtenidos de [63].

Para una condición dada, se definieron tres escenarios de operación de la red, para el modo aislado (interruptor de la barra 799 en estado abierto). Se tomó como base las especificaciones de la red, con los siguientes aspectos: i) escenario superior: considerando la carga nominal de funcionamiento, suministrada por la planta FV a 3 [MW], y el BESS en estado de carga; ii) escenario base: con un 3% menos de carga; y, iii) escenario inferior: con un 6% menos de carga. De esta forma se obtienen los tres escenarios de operación.

Para efectos de comparación, se utilizó una metodología que se encuentra recurrentemente en la literatura, relacionada con la coordinación de protecciones utilizando técnicas de optimización [76]. En este caso, el problema de coordinación de protecciones se resuelve mediante un método de programación lineal, aplicando un único escenario de operación. La función objetivo que plantea el artículo es:

$$\text{Min } T = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \sum_{l=1}^L \left(T_{ijl}^p + \sum_{x=1}^X T_{ijl}^{r_{xijl}} \right) \quad (4-27)$$

donde N es el número total de dispositivos de protección, con i como el identificador de cada uno; M es la número total de fallas consideradas, con j como el identificador de cada una; y, L el número total de localizaciones de falla, con l como el identificador de cada una. El súper índice p representa el dispositivo primario, mientras que r_x representa el dispositivo de respaldo, con X como el número total de dispositivos de respaldo. Las variables T_{ijl}^p y $T_{ijl}^{r_{xijl}}$ se refieren al tiempo de operación de los dispositivos primario y respaldo para una falla de tipo j en la localización l , respectivamente.

La forma en que se plantean las restricciones de problema de optimización es la misma en ambas metodologías. Además, tanto la metodología propuesta, como la metodología alternativa, establecen las corrientes de pick-up como 1.2 veces la corriente de carga máxima, y las tensiones de pick-up como 0.85 de la tensión nominal. La Tabla 4-7 muestra los resultados obtenidos para los parámetros de los dispositivos de protección de la Fig. 2-5.

Tabla 4-7: Resultados obtenidos para la red IEEE 37-barras en operación aislada

Barra No.	Dispositivo primario	Corriente pick-up [A]	Tensión pick-up [V]	Dispositivo respaldo	Parámetros con metodología propuesta		Parámetros con metodología alternativa	
					TDS_i [s]	D_j [s]	TDS_i [s]	D_j [s]
702	1	230	4080	-	0.14	0.47	0.22	0.40
703	1	160	4080	702-1	0.14	0.37	0.14	0.35
	2	50	4080		0.05	0.13	0.05	0.12
709	1	120	4080	703-1	0.13	0.33	0.13	0.31
	2	20	4080		0.05	0.12	0.05	0.12
	3	45	4080		0.08	0.10	0.08	0.10
708	1	110	4080	709-1	0.10	0.26	0.10	0.25
	2	20	4080		0.05	0.12	0.05	0.12
734	1	70	4080	708-1	0.08	0.20	0.08	0.20
	2	25	4080		0.05	0.13	0.05	0.13
738	1	25	4080	734-1	0.05	0.14	0.05	0.14

En la Tabla 4-7, se observa que el parámetro TDS_i del primer dispositivo de protección obtenido con la metodología propuesta fue el más bajo, comparado con el de la metodología alternativa. El resto de parámetros TDS_i fueron iguales en ambas metodologías. Sin embargo, los intervalos de coordinación interna, es decir, la diferencia entre TDS_i y D_j , obtenidos con la metodología propuesta fueron mayores, comparados con la metodología alternativa, lo que deja un mayor margen de coordinación interna, para asegurar la operación selectiva.

El tiempo de procesamiento del software de optimización FICO, utilizado para llegar a la solución al problema, fueron los siguientes:

- Para la metodología propuesta: 0.007 [s].
- Para la metodología alternativa: 0.008 [s].

Se darán más detalles del software FICO en el Capítulo 5.

4.6 Resumen

En este capítulo se presentó un sistema de protección con enfoque centralizado, basado en optimización robusta, y que incorpora la acción de un sistema de monitoreo de plantas FV para micro-redes. Tal enfoque establece los parámetros de los dispositivos de protección de la micro-red. El esquema de protecciones utiliza un dispositivo que incluye la acción combinada de dos elementos de protección, que son: de sobrecorriente y baja tensión. Los elementos operan de manera simultánea, y cualquiera puede generar la señal de apertura del dispositivo. Esto es una de las contribuciones principales de esta tesis. La selección del esquema de protecciones se realizó considerando las posibles bajas corrientes de falla, las cuales dependen de las condiciones de

operación de la micro-red. El sistema de protección propuesto reacciona frente a cambios en las condiciones de operación, para proveer a la micro-red de protección contra fallas, tanto en la zona CC de las plantas FV, como en la zona CA de la red de distribución. El cálculo de los parámetros de los dispositivos de protección se propuso utilizando un enfoque de optimización robusto, ya que existe una gran incertidumbre en la generación renovable, la demanda, así como el tipo y la ubicación de la falla. La configuración de los dispositivos de protección se calcula utilizando una estrategia activada por eventos, en función del valor total de la carga neta. Si se detecta una transición de un estado a otro, la configuración se actualiza. Como complemento, también se consideró que los cambios en la topología o en el modo de operación, desencadenan la actualización de los parámetros. Esto proporciona un nuevo paradigma para diseñar y operar un sistema de protección para micro-redes.

Capítulo 5 Casos de aplicación y discusión

El capítulo se organiza de la siguiente manera: en la Sección 5.1 se presenta la introducción, detallando aspectos generales de los casos de aplicación, como el diseño y objetivos buscados. En la Sección 5.2 se presenta la aplicación de la metodología de la Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones, presentando resultados de simulación RMS en una micro-red. En la Sección 5.3 se presenta la aplicación de la metodología de la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico en el análisis de un módulo FV en condiciones de operación reales. Finalmente, en la Sección 5.4 se presenta un resumen del capítulo.

5.1 Introducción

Se aplica la metodología de ajuste y coordinación de protecciones, y se prueba su desempeño por medio de simulación RMS, en la micro-red ESUSCON (por el acrónimo de Electricidad Sustentable Cónдор). La micro-red está instalada en la comunidad de Huatacondo, ubicada a 230 [km] al sureste de la ciudad de Iquique, en el norte de Chile. La misma opera permanentemente en modo aislado, y provee electricidad de manera continua a una población de aproximadamente 100 personas [109].

Para desarrollar los casos de estudio se utilizaron datos de operación reales de la micro-red, entregados por el operador del sistema, incorporando algunas modificaciones. Respecto a la ocurrencia de fallas, el operador no cuenta con registros confiables a lo largo del tiempo. Solamente se tienen informes ocasionales de fallas, especialmente en aquellas situaciones donde se llegó a la desconexión completa de la micro-red, debido a fallas de cortocircuito, u otras causas. En vista de lo anterior, no es posible establecer datos de ocurrencia de fallas, para estudiar la confiabilidad del sistema de protección actual. Por lo tanto, no es viable caracterizar la función de densidad de probabilidad de fallas. Finalmente, la metodología de coordinación robusta aparece como una solución viable de aplicar en este contexto.

La aplicación de la metodología de detección de fallas en módulos FV se realizó utilizando un módulo de la planta FV del DIE. En este caso se desarrolló un experimento durante un periodo de tiempo de dos horas, provocando artificialmente distintas condiciones de falla. El objetivo fue determinar si la metodología propuesta era sensible a dichas condiciones, y lograba discriminar entre condición normal de anormal.

5.2 Ajuste y coordinación de protecciones en la micro-red ESUSCON

En primera instancia, la Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones se aplicó considerando la micro-red ESUSCON con una estructura de tipo radial (tal y como se opera la micro-red actualmente). Seguidamente, se analizó un caso considerando una estructura en malla, para incrementar la dificultad del análisis y aplicación. En la configuración en malla se forman configuraciones transitorias, en aquellas localizaciones donde se requiere de la operación de dos dispositivos para despejar las fallas.

A continuación, se presenta una descripción general de la micro-red.

5.2.1 Descripción de la micro-red

La micro-red ESUSCON distribuye electricidad a la comunidad de Huatacondo por medio de una red de líneas de tipo aérea. Los cables incluyen cubierta aislante y son soportados en postes de hormigón armado y madera, con secciones áreas de sección de 95, 50 y 35 [mm²], fases y neutro, según la línea específica. Para los casos de estudio, se consideró que la red de distribución es trifásica, con tensión 220/380 [V], 50 [Hz]. La Fig. 5-1 presenta un mapa de la comunidad de Huatacondo, con la ubicación de los componentes principales de la micro-red.

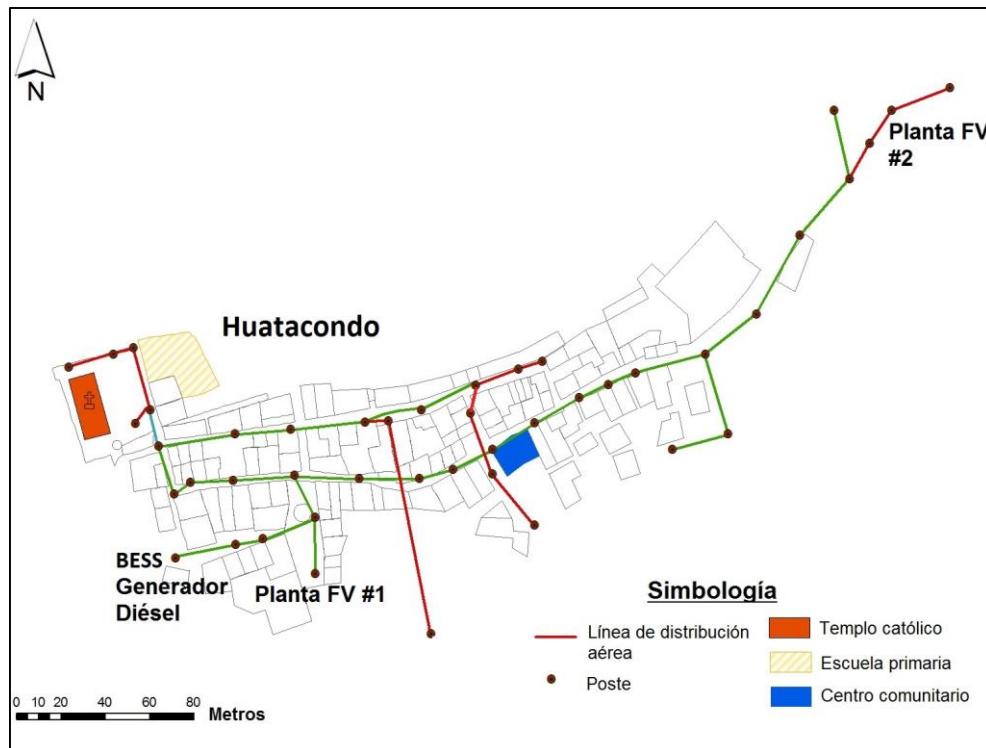


Figura 5-1: Mapa de Huatacondo mostrando los componentes de la micro-red

La micro-red es coordinada por medio de un EMS. El EMS supervisa las unidades RD y despacha los modos de operación para el generador Diésel y el BESS. Para hacer los distintos ajustes, el EMS considera las siguientes entradas: i) estado de carga del BESS; ii) condiciones de radiación solar esperada; y, iii) el nivel de demanda esperada.

Referente al sistema de protección existente, la micro-red ESUSCON incluye lo siguiente:

- Cada centro de consumo, tanto casas como edificaciones públicas, cuentan con un interruptor en el punto de entrada, para protección por sobrecorriente. Además, es utilizado como medio de desconexión.
- Cada unidad RD cuenta con un sistema de protección propio, ajustado desde fábrica, y con la posibilidad de hacer ajustes adicionales (limitado). Dicho sistema de protección desconectará la unidad RD en caso de: sobrecorriente, alta y baja tensión, alta y baja frecuencia, y sobre temperatura.

Tal y como está concebido, dicho sistema de protección tendrá dificultades en despejar fallas de cortocircuito en la red de distribución, como se demostró en [110]. Lo anterior principalmente por las bajas corrientes de falla que se presentan según las condiciones de operación. Especialmente, en casos donde la micro-red es alimentada exclusivamente por unidades RD con inversor. Por lo tanto, se recomienda el diseño y construcción de un sistema de protección utilizando la propuesta contenida en esta tesis.

Las unidades RD contempladas en los casos de estudio se presentan y describen en la Tabla 5-1. Como se ve, la micro-red ESUSCON se clasifica como un sistema eléctrico de tipo fotovoltaico, por usar, exclusivamente, la energía FV como fuente renovable.

Tabla 5-1: Características de las unidades RD consideradas

No.	Barra	Unidad RD	Potencia nominal	Datos eléctricos y otros
1	T1	Generador Diésel	120 [kW]	220/380 [V], 3-fases, 50 [Hz], generador síncrono
2		BESS	40 [kW]	220/380 [V], 3-fases, 50 [Hz], con inversor tipo fuente de tensión
3	T4	Planta FV #1	50 [kW]	220/380 [V], 3-fases, 50 [Hz], con inversor tipo fuente de corriente
4	T7	Planta FV#2	10 [kW]	220/380 [V], 3-fases, 50 [Hz], con inversor tipo fuente de corriente

En la Tabla 5-2 se presentan los parámetros de las líneas de distribución utilizados en los casos de estudio, según información entregada por el operador de la micro-red.

Tabla 5-2: Parámetros de las líneas de distribución de la micro-red

Línea No.	R [Ω /km]	X [Ω /km]	Longitud [km]
L1-2	0.372	0.0890	0.0910
L2-3	0.744	0.0930	0.0680
L3-4	1.010	0.0965	0.178
L3-5	0.744	0.0930	0.0250
L5-6	1.010	0.0965	0.0440
L5-7	0.744	0.0930	0.229
L5-9	1.010	0.0965	0.0280
L2-8	0.744	0.0930	0.0840
L8-9	1.010	0.0965	0.148
L8-11	1.010	0.0965	0.0370
L9-10	1.010	0.0965	0.0890

Considerando que el sistema ESUSCON es una micro-red basada en energía solar fotovoltaica, su funcionamiento sigue el comportamiento de la radiación solar. Además, la

demanda ha sido caracterizada, conociendo su comportamiento típico según la hora del día y el mes del año. Por lo tanto, el parámetro NL se definirá como una función de la hora del día, de acuerdo con la radiación solar. Para este estudio de caso, se seleccionaron dos valores de NL diferentes, basados en datos operativos reales de la micro-red. El objetivo es demostrar la relevancia de utilizar este parámetro para clasificar la condición de funcionamiento de la micro-red, y ser usado en la decisión de actualizar los parámetros de los dispositivos de protección.

La aplicación del procedimiento de la Figura 4-13 inicia con la Etapa I (análisis de las condiciones de operación). Las dos condiciones evaluadas fueron las siguientes:

- Condición de funcionamiento a las 2PM: se caracteriza por una baja demanda, que es suministrada exclusivamente por las plantas FV, y el BESS está en proceso de carga. El generador Diésel está apagado. Por lo tanto, el parámetro NL se clasifica como “Bajo”.
- Condición de funcionamiento a las 11PM: se caracteriza por una alta demanda. Esta es suministrada por el generador Diésel, y el BESS está en proceso de carga. Las plantas FV están apagadas. Por lo tanto, el parámetro NL se clasifica como “Alto”.

En consecuencia, se espera que los ajustes de los dispositivos de protección sean distintos en ambas condiciones.

Para desarrollar la Etapa II (definición de los escenarios de operación), los pronósticos de demanda y de generación con energía fotovoltaica se obtienen del operador de la micro-red. Los pronósticos tienen una resolución de tiempo de 15 minutos. Se asume que la Unidad de Monitoreo y Diagnóstico indicó a la Unidad de Ajuste Dinámico de Protecciones que las plantas FV operan normalmente, sin presentar fallas.

La etapa III (análisis y estudio de la micro-red) analiza cada escenario de operación. En este caso de estudio, la corriente de falla del BESS se limitó a 2.0 veces su corriente nominal, y las corrientes de falla de las plantas FV se limitaron a 1.5 veces su corriente nominal.

El cálculo de R_f^{max} se realizó usando la Ecuación (5-26), con $L = 0.15 [m]$, de acuerdo con la distancia máxima entre conductores en la red de distribución de la micro-red. Así, $R_f^{max} = 1.5 [\Omega]$, en condiciones de funcionamiento de 2 PM; y $R_f^{max} = 0.65 [\Omega]$ en condiciones de funcionamiento de 11 PM. Con la información recopilada, se define el conjunto de 18 escenarios de fallas para cada condición de operación, como se muestra en la Figura 4-14.

Finalmente, la Etapa IV (procedimiento de coordinación robusta) se realizó para obtener los ajustes del dispositivo de protección, en cada condición de operación. En esta etapa se consideraron los siguientes aspectos: los ajustes de los marcadores de tiempo de los elementos de protección de sobrecorriente y baja tensión se ajustan en pasos discretos de 0.001 [s], con valores mínimos de: 0.05 [s] para el elemento de sobrecorriente, y 0.00 [s] para el de baja tensión. Además, la tensión mínima establecida fue de 100 [V].

Antes de presentar los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología a la micro-red ESUSCON, junto con su discusión, se presenta a continuación una descripción de las herramientas de software utilizadas.

5.2.2 Herramientas de software

La micro-red ESUSCON se modeló utilizando el software Power Factory de Digsilent. Con dicho software se realizaron los estudios de flujo de potencia y de cortocircuito trifásico. Además, se comprobó el desempeño de la metodología propuesta por medio de simulación de tipo RMS [54]. Por tratarse de fallas simétricas y asimétricas, se utilizó la función de simulación trifásica. Esta función de simulación utiliza una representación trifásica en estado estacionario de la red eléctrica pasiva y, así, calcula las condiciones de red desequilibrada. Ya sea por la presencia de elementos de red desequilibrados, o por fallas asimétricas.

Algunas consideraciones sobre el modelo utilizado en cada elemento de la micro-red son las siguientes:

- Carga: se modeló como impedancia constante, ya que la dinámica de una micro-red se ve influenciada por impactos transitorios debido a las cargas, que afectan a las unidades de generación y a la red de distribución.
- Línea de distribución: se incluyó usando un modelo equivalente de parámetros concentrados, con conexión de dos barras (punto-a-punto). Por tratarse de líneas cortas, el modelo para la micro-red ESUSCON es de tipo simplificado. Las líneas se ingresan según los datos de la Tabla 5-2.
- Generador Diésel: se modeló como una máquina síncrona, incluyendo tanto control de tensión, como gobernador. Los datos de entrada del modelo son de acuerdo con la unidad de la marca Cummins, que actualmente está instalada en la micro-red ESUSCON. Los ajustes de los modelos del regulador de tensión y gobernador se realizaron siguiendo datos encontrados en la literatura.
- BESS: la batería se basó en un modelo eléctrico simple, que incluye una fuente de tensión e impedancia interna en serie, que, para efectos de este trabajo de tesis, entrega suficiente detalle. El inversor de salida se modeló como una fuente de tensión, con una conexión al sistema eléctrico por medio de una reactancia inductiva.
- Planta FV: se incluyó un modelo propio del software Power Factory para el arreglo FV, dimensionado según cada planta FV, el cual incluye la dinámica del enlace en CC, y el inversor de salida, el cual se modeló como una fuente de corriente, con soporte a las variaciones en la tensión.
- Dispositivo de protección e interruptor: para el elemento de protección por sobrecorriente se utilizó un modelo genérico. Para el elemento de protección de baja tensión se utilizó un modelo propio del fabricante GE-Multilin [83]. Cada elemento de protección se operó según la curva característica propuesta en esta tesis. Además, el bloque de medición de cada dispositivo de medición incluyó los transformadores de corriente y tensión, los cuales transforman los valores medidos en señales discretas y, finalmente, el bloque lógico es el responsable de enviar la señal de disparo al dispositivo de conmutación (interruptor).

Para solucionar el problema de coordinación de protecciones se utilizó el software Xpress Optimizer de FICO [111]. Dicho software utiliza la técnica de programación matemática para

realizar la optimización. Dado que la solución de la coordinación de protecciones fue planteada como un problema de programación lineal, todas las restricciones y función objetivo son expresiones lineales de las variables de decisión. Una característica sobresaliente de la forma en que se estableció el problema, es que las variables tienen un dominio discreto, según las particularidades de los dispositivos de protección utilizados, por lo que se definieron como variables enteras.

El lenguaje de programación del Xpress Optimizer se denomina Mosel, y permite definir los modelos en una forma cercana a la notación algebraica y resolverlos en el mismo entorno. Esto significa, que no hay separación entre la declaración del modelo y el procedimiento que resuelve el problema. Mosel también permite implementar algoritmos de solución directamente en este lenguaje de alto nivel, junto con la visualización de la solución al problema de optimización.

Como entrada, Mosel espera que se ejecute un archivo de texto que contenga la fuente del modelo y el procedimiento. Este archivo fuente se compila primero por el compilador de Mosel. Durante esta operación, se verifica la sintaxis del modelo, pero no se ejecuta ninguna operación. El resultado de la compilación es un Modelo Binario (archivo con la extensión “.BIM”) que se guarda en un segundo archivo. De esta forma, el modelo está listo para ejecutarse, y ya no se requiere el archivo fuente.

5.2.3 Caso de estudio con estructura radial

El primer caso de estudio se realizó utilizando la estructura actual de la micro-red ESUSCON (real), la cual incluye, únicamente, circuitos de tipo radial. De esta forma, se requiere de un solo dispositivo de protección para despejar las fallas en la red de distribución. La Fig. 5-2 presenta un diagrama unilineal de la micro-red. Este caso de estudio fue publicado en [112].

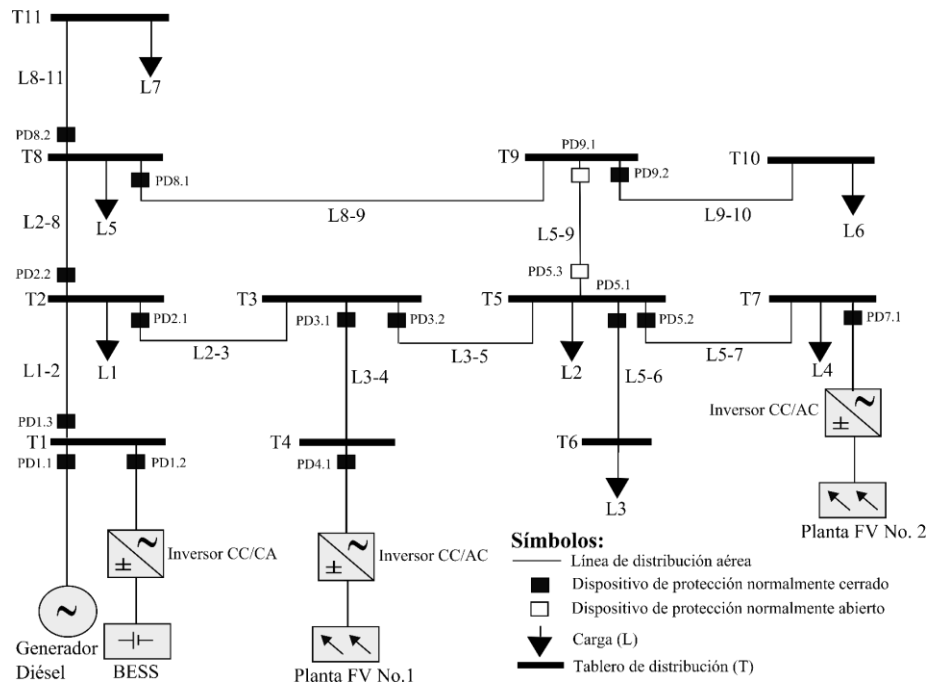


Figura 5-2: Diagrama unilineal del caso de estudio con estructura radial

Tabla 5-3: Estudio de cortocircuito para 2PM / escenario superior / 50% de la línea

Falla	Dispositivo Primario	Dispositivo Respaldo	Corriente falla / tensión falla de tipo 3F							
			$R_f = 0 [\Omega]$				$R_f = 1.5 [\Omega]$			
			Primario		Respaldo		Primario		Respaldo	
L1-2	PD1.3	Unidades GD	123 [A]	5 [V]	N/A		75 [A]	260 [V]	N/A	
L2-3	PD2.1	PD1.3	122 [A]	6 [V]	123 [A]	13 [V]	53 [A]	260 [V]	75 [A]	264 [V]
L2-8	PD2.2		221 [A]	14 [V]	122 [A]	22 [V]	164 [A]	261 [V]	72 [A]	266 [V]
L3-4	PD3.1	PD2.1	134 [A]	21 [V]	118 [A]	31 [V]	55 [A]	264 [V]	52 [A]	268 [V]
L3-5	PD3.2		203 [A]	4 [V]	121 [A]	14 [V]	141 [A]	258 [V]	52 [A]	263 [V]
L5-6	PD5.1	PD3.2	219 [A]	12 [V]	202 [A]	18 [V]	147 [A]	260 [V]	139 [A]	263 [V]
L5-7	PD5.2		199 [A]	35 [V]	199 [A]	41 [V]	132 [A]	266 [V]	134 [A]	271 [V]
L8-9	PD8.1	PD2.2	217 [A]	30 [V]	218 [A]	53 [V]	152 [A]	258 [V]	155 [A]	274 [V]
L8-11	PD8.2		217 [A]	21 [V]	219 [A]	44 [V]	140 [A]	250 [V]	158 [A]	271 [V]
L9-10	PD9.2	PD8.1	210 [A]	9 [V]	212 [A]	66 [V]	131 [A]	232 [V]	145 [A]	268 [V]

Se aplica la metodología propuesta (Fig. 4-13), definiendo, en primer lugar, los pares P/B. Por ser una red radial, la designación se realizó de manera directa, sin necesidad de usar el procedimiento de la Sub-sección 3.4.2, únicamente revisando la topología de la red. Siguiendo con la metodología, para la condición de operación, sea ésta a las 2PM y 11PM, se realizó el estudio de la micro-red. Para ilustrar lo anterior, y dado que los resultados del estudio de la micro-red son muy extensos por la cantidad de escenarios, la Tabla 5-3 muestra el estudio de cortocircuito para la condición de operación de las 2PM, en el escenario superior, y al 50% de la línea.

En la Tabla 5-3 se observa que las magnitudes de las corrientes con resistencia de falla cero están en el rango de (118.0 a 221.0) [A], la cual es alimentada exclusivamente por unidades RD con inversor. Para efectos de comparación, en este mismo escenario y al 50% de la línea, pero ahora en la condición de operación de las 11PM, las corrientes de falla con resistencia nula están en el rango de (400.0 a 687.0) [A], suministradas por el generador Diésel y el BESS. En este último caso, las protecciones de sobrecorriente son responsables de despejar las fallas, en la mayor parte de las fallas.

Con la información de la Tabla 5-3 se calcularon los factores característicos de los elementos de protección, para seguir con el procedimiento de optimización robusta. Los resultados se presentan en la Tabla 5-4. A diferencia de los estudios de cortocircuitos tradicionales, en esta propuesta se deben considerar tanto la magnitud de la corriente, como la tensión durante la falla. Lo mismo se realizó para el conjunto completo de escenarios de falla de la Fig. 4-14.

Respecto al comportamiento de la tensión durante la falla, la Tabla 5-3 presenta las columnas con resistencia de falla cero y máxima (1.5 $[\Omega]$). En primer lugar, nótese que con resistencia de falla cero, la tensión cae a magnitudes en un rango de (4.0 a 66.0) [V]. Este dato es útil para definir

el valor mínimo de tensión de operación de los elementos de baja tensión, definido en 100.0 [V], como se indicó en la Sub-sección 4.3.2. Esto significa que por debajo de 100.0 [V] el elemento de baja tensión está inhibido de operar. Por este motivo, los factores L_{j1} de la Tabla 5-4 son cero con $R_f = 0$. En segundo lugar, para fallas con resistencia máxima, el rango de la tensión es de (232.0 a 274.0) [V], para lo cual el elemento de baja tensión deberá operar. Lo anterior está relacionado con la definición del valor de pick-up de tensión, en 0.85 [p.u.] de la tensión nominal, es decir 323.0 [V] (voltaje base utilizado fue de 380 [V]). Algunos de los factores K_{i2} de la Tabla 5-4 son nulos, ya que la corriente de falla no ingresó a la zona de operación.

Tabla 5-4: Factores característicos correspondientes con la Tabla 5-3

Falla	Dispositivo Primario	Dispositivo Respaldo	Factores característicos de las curvas de los elementos de protección							
			$R_f = 0$ [Ω]				$R_f = 1.5$ [Ω]			
			Primario		Respaldo		Primario		Respaldo	
			K_{i1}	L_{j1}	K_{i1}	L_{j1}	K_{i2}	L_{j2}	K_{i2}	L_{j2}
L1-2	PD1.3	Unidades RD	12.3	-	-	-	101.4	5.1	-	-
L2-3	PD2.1	PD1.3	11.0	-	12.3	-	-	5.1	-	5.5
L2-8	PD2.2		3.7	-	12.5	-	4.5	5.2	-	5.7
L3-4	PD3.1	PD2.1	9.6	-	11.7	-	-	5.5	-	5.9
L3-5	PD3.2		3.0	-	11.2	-	3.5	5.0	-	5.4
L5-6	PD5.1	PD3.2	2.2	-	3.0	-	2.5	5.1	-	5.4
L5-7	PD5.2		2.6	-	3.0	-	3.1	5.7	-	6.2
L8-9	PD8.1	PD2.2	3.5	-	3.8	-	4.2	5.0	-	6.6
L8-11	PD8.2		2.2	-	3.7	-	2.6	4.4	-	6.2
L9-10	PD9.2	PD8.1	2.2	-	3.5	-	2.7	3.5	-	5.9

Para aplicar la Ecuación (5-23) a la condición de operación de las 2PM, y mostrar la forma de plantear problema de coordinación de protecciones, se presenta, como ejemplo, la forma de expresar el problema de optimización robusta, utilizando los datos de la Tabla 5-4. Se utilizan las fallas con resistencia cero (donde $k = 1$), por lo tanto el parámetro D_j no aparece como parte de las restricciones. Así, el problema de optimización (parcialmente) se establece de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \min_{TDS_i, D_j} t \\ & \text{s.a.} \quad \{12.3 \cdot TDS_{1.3}\} \leq t \\ & \quad \quad \{11.0 \cdot TDS_{2.1} + 12.3 \cdot TDS_{1.3}\} \leq t \\ & \quad \quad \{3.7 \cdot TDS_{2.2} + 12.5 \cdot TDS_{1.3}\} \leq t \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\{9.6 \cdot TDS_{3,1} + 11.7 \cdot TDS_{2,1}\} &\leq t \\
\{3.0 \cdot TDS_{3,2} + 11.2 \cdot TDS_{2,1}\} &\leq t \\
\{2.2 \cdot TDS_{5,1} + 3.0 \cdot TDS_{3,2}\} &\leq t \\
\{2.6 \cdot TDS_{5,2} + 3.0 \cdot TDS_{3,2}\} &\leq t \\
\{3.5 \cdot TDS_{8,1} + 3.8 \cdot TDS_{2,2}\} &\leq t \\
\{2.2 \cdot TDS_{8,2} + 3.7 \cdot TDS_{2,2}\} &\leq t \\
\{2.2 \cdot TDS_{9,2} + 3.5 \cdot TDS_{8,1}\} &\leq t \\
0.05 [s] &\leq TDS_i \leq 1.00 [s] \\
0.00 [s] &\leq D_j \leq 1.00 [s] \\
0.050 [s] &\leq T_{i1} \leq 1.50 [s] \\
0.100 [s] &\leq T_{j1} \leq 1.50 [s] \\
T_{m1} &\geq T_{i1} + 0.100 [s] \\
T_{j1} &\geq T_{i1} + 0.150 [s]
\end{aligned} \tag{5-1}$$

donde la notación de la variable de optimización significa que, por ejemplo, para el caso de $TDS_{1,3}$ corresponde al marcador de tiempo del dispositivo de protección #1, ubicado en la barra #3. Lo mismo se aplicó al resto de dispositivos de protección. Los límites de los marcadores de tiempo de los elementos de protección se establecieron entre (0.05 y 1.00) [s], para los de sobrecorriente direccional (TDS_i), y entre (0.00 y 1.00) [s], para los de baja tensión (D_j), ambos con pasos discretos de 0.001 [s]. Los límites de los tiempos de operación de los elementos de protección se establecieron entre (0.050 y 1.50) [s], para los de sobrecorriente direccional, y entre (0.100 y 1.50) [s], para los de baja tensión. Finalmente, los valores de los intervalos CTI se definieron en 0.100 [s] entre los elementos de sobrecorriente; y en 0.150 [s] entre los elementos de sobrecorriente y baja tensión. Lo anterior, siguiendo lo indicado en la Sub-sección 3.4.1, que dice que relés electrónicos, basados en microprocesadores, el CTI se fija entre (0.100 y 0.200) [s]

La Ecuación (5-1) se completa con el resto de condiciones incluidas en el conjunto de escenarios de fallas. El problema se resuelve utilizando la metodología propuesta (se llamará metodología A), para obtener los parámetros de los elementos de protección. Para efectos de comparación, se utilizó la Ecuación (4-27) para resolver el mismo problema de coordinación en la condición de operación de las 2PM, como metodología alternativa (se llamará metodología B). Los resultados de ambas metodologías se muestran en la Tabla 5-5.

Tabla 5-5: Parámetros obtenidos para los dispositivos de protección

Barra No.	Dispositivo	Parámetros con metodología propuesta (A)						Parámetros con metodología alternativa (B) – 2PM	
		Condición 11PM			Condición 2PM			TDS_i [s]	D_j [s]
		I_i^p [A]	TDS_i [s]	D_j [s]	I_i^p [A]	TDS_i [s]	D_j [s]		
T1	PD1.3	125	0.11	0.16	70	0.07	0.17	0.06	0.14
T2	PD2.1	70	0.13	0.16	65	0.06	0.13	0.05	0.12
	PD2.2	45	0.09	0.15	35	0.11	0.14	0.09	0.11
T3	PD3.1	65	0.05	0.10	65	0.05	0.03	0.05	0.02
	PD3.2	40	0.09	0.14	20	0.08	0.10	0.08	0.09
T5	PD5.1	10	0.05	0.10	10	0.05	0.06	0.05	0.06
	PD5.2	30	0.05	0.10	15	0.05	0.07	0.05	0.06
T8	PD8.1	55	0.06	0.13	30	0.09	0.13	0.06	0.09
	PD8.2	10	0.05	0.10	10	0.05	0.07	0.05	0.07
T9	PD9.2	10	0.05	0.10	10	0.05	0.10	0.05	0.09

El tiempo de procesamiento del software FICO para llegar a la solución al problema de optimización fueron los siguientes:

- Para la metodología propuesta: 0.008 [s].
- Para la metodología alternativa: 0.008 [s].

En primer lugar, se revisan los resultados obtenidos para las dos condiciones de operación evaluadas, es decir para las 2PM y 11PM. Se comprueba que, efectivamente, los parámetros difieren entre sí, dado que las condiciones de operación son diferentes. Un rasgo significativo del parámetro TDS_i , es que obtuvo valores menores en la condición de 2PM, dado que las corrientes de falla son reducidas, comparados con los obtenidos para las 11PM. Así, la curva de sobrecorriente debe ser más baja, para obtener tiempos de despeje menores.

En segundo lugar, se comparan ambas metodologías para la condición de las 2PM. Igualmente, los valores de los parámetros difieren entre sí. En este caso, el rasgo que se resalta tiene que ver con los intervalos de coordinación de protecciones, lo cuales son menores en el caso de la metodología alternativa, lo que podría traer problemas de selectividad.

Para analizar gráficamente los resultados obtenidos, las Figs. 5-3 y 5-4 presentan la coordinación para el circuito radial compuesto por la secuencia de líneas L1-2, L2-8, L8-9 y L9-10. La Fig. 5-3 incluye la coordinación de los elementos protección de sobrecorriente.

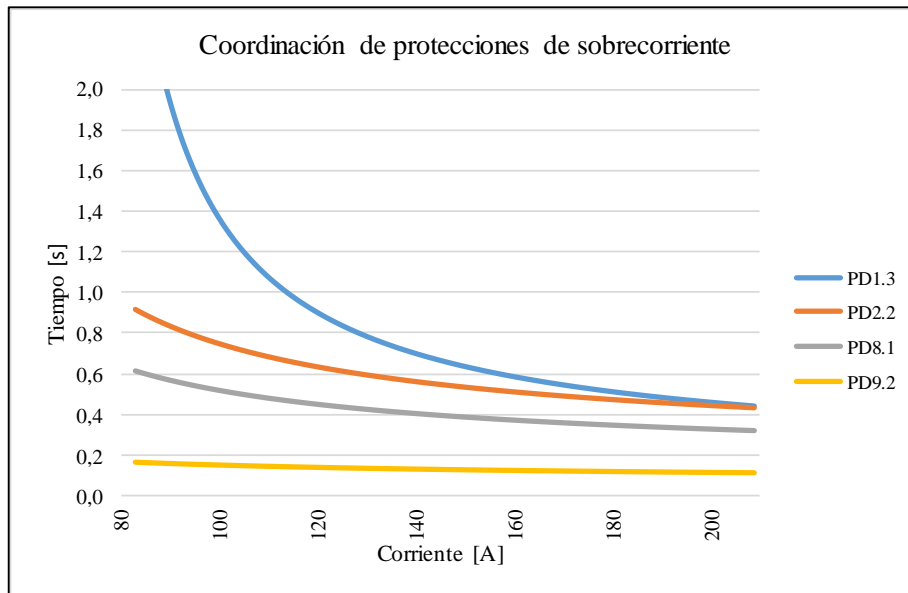


Figura 5-3: Coordinación de protecciones de sobrecorriente líneas L1-2 a la L9-10

De la Fig. 5-3 se comprueba que la coordinación se logra de forma cronométrica, al separar las curvas de activación de los dispositivos por medio del intervalo de coordinación (CTI).

En el caso de los elementos de protección por baja tensión, la Fig. 5-4 muestra la manera de coordinarlos, donde las curvas se separan por un intervalo de coordinación.

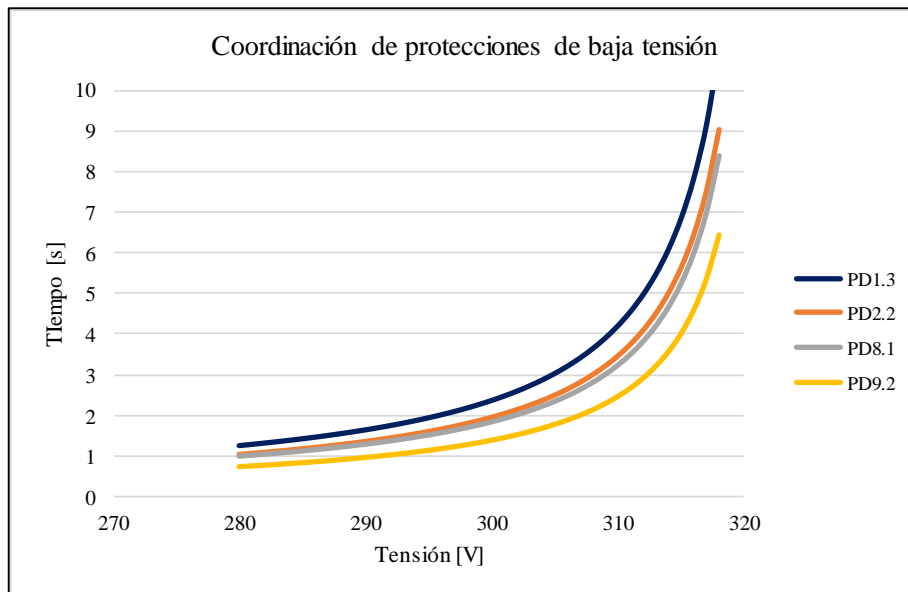


Figura 5-4: Coordinación de protecciones de baja tensión líneas L1-2 a L9-10

Para comprobar la efectividad de las dos metodologías, se realizó un estudio de fallas por medio de simulación RMS en la línea L9-10, utilizando los parámetros en la Tabla 5-5. La Tabla

5-6 presenta los resultados de la simulación, mostrando los tiempos de despeje de fallas, y, entre paréntesis, el elemento que realizó la apertura de la falla (OC para sobrecorriente, y UV para baja tensión). Los tipos de falla seleccionados para la comprobación responden a las tasas de ocurrencia en redes de distribución, reportadas en la literatura, las cuales indican los siguientes valores [113]: trifásica (3F) 5%, línea-línea (LL) 15%, bifásica a tierra (2LT) 10%, monofásica a tierra (1LT) 65%, y, otras fallas 5%. Como se puede ver, la mayor cantidad de fallas en redes de distribución corresponden a las simuladas en este caso de estudio. A partir de otro estudio indicado en [113], se encontró que más del 80% de las interrupciones en los sistemas de distribución son causadas por fallas. Cuando ocurre una falla en los circuitos laterales del alimentador, o en cualquier ubicación a lo largo del alimentador, un interruptor ubicado en el alimentador principal desconectará la fuente principal. Por lo tanto, los clientes conectados a lo largo del alimentador principal experimentarán un corte de energía. De ahí la importancia que tienen los sistemas de protección para despejar correctamente las fallas, y evitar la interrupción de una mayor cantidad de clientes.

Se comprueba en la Tabla 5-6, que la metodología propuesta obtuvo tiempos de despeje menores, comparados con la metodología alternativa. De las 24 fallas simuladas y presentadas en la Tabla 5-6, el análisis comparativo muestra los siguientes resultados: i) la metodología propuesta despejó el 75% de las fallas en un menor tiempo, con una reducción de 1.7% a 5.4%, respecto de la metodología alternativa; ii) la metodología alternativa despejó el 16.7% de las fallas en un menor tiempo, con una reducción de 12.7% a 13.8%, respecto de la metodología propuesta; finalmente, iii) el 8.3% de las fallas fueron despejadas de manera no coordinada por la metodología alternativa. Asimismo, se comprobó que los intervalos de coordinación definido para la metodología propuesta lograron coordinar adecuadamente los dispositivos de protección primario y respaldo.

Tabla 5-6: Resultados de simulación RMS de fallas en L9-10

Tipo falla	Resistencia de falla	Localización de la falla a lo largo de la línea L9-10					
		1%		50%		99%	
		Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]
3F	$R_f = 0 [\Omega]$	0.114 (OC)	0.117 (OC)	0.115 (OC)	0.117 (OC)	0.115 (OC)	0.118 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.147 (OC)	0.152 (OC)	0.148 (OC)	0.153 (OC)	0.148 (OC)	0.153 (OC)
LL	$R_f = 0 [\Omega]$	0.176 (OC)	0.183 (OC)	0.177 (OC)	0.184 (OC)	0.177 (OC)	0.184 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.107 (UV)	0.094 (UV)	0.108 (UV)	0.094 (UV)	0.108 (UV)	0.095 (UV)
2LT	$R_f = 0 [\Omega]$	0.143 (OC)	0.148 (OC)	0.144 (OC)	0.148 (OC)	0.144 (OC)	0.149 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.169 (UV)	0.149 (UV)	0.175 (UV)	0.155 (UV)	0.178 (UV)	0.158 (UV)
1LT	$R_f = 0 [\Omega]$	0.185 (OC)	0.192 (OC)	0.185 (OC)	0.193 (OC)	0.186 (OC)	0.193 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.228 (OC)	0.241 (OC)	0.229 (OC)	0.241 (OC)	0.229 (OC)	0.242 (OC)

Tabla 5-7: Estudio de cortocircuito en condición media 2PM en L9-10

Tipo falla	Resistencia de falla	Línea	Localización de la falla a lo largo de la línea L9-10					
			1%		50%		99%	
			Corriente [A]	Tensión [V]	Corriente [A]	Tensión [V]	Corriente [A]	Tensión [V]
3F	$R_f = 0 [\Omega]$	L1	212	0	210	9	209	13
		L2						
		L3						
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	L1	144	266	142	269	142	269
		L2						
		L3						
LL	$R_f = 0 [\Omega]$	L1	16	373	15	371	15	371
		L2	75	187	73	186	73	186
		L3	73	187	72	186	72	185
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	L1	15	340	14 (29)	<u>339 (342)</u>	14 (29)	<u>338 (342)</u>
		L2	60	185	59 (63)	<u>184 (189)</u>	59 (63)	<u>184 (189)</u>
		L3	59	166	58 (62)	<u>165 (168)</u>	58 (61)	<u>165 (168)</u>
1LT	$R_f = 0 [\Omega]$	L1	68	0	67	2	67	2
		L2	13	299	12	298	12	297
		L3	13	299	12	298	12	297
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	L1	49	70	49	70	49	70
		L2	12	273	11	272	11	272
		L3	12	273	11	272	11	272

Sobre la falla mal despejada por parte de la metodología alternativa, se destaca, primeramente, que se trató de la falla LL con $R_f = R_f^{max}$. Los tiempos indicados en la Tabla 5-6 corresponden a la operación del dispositivo de protección de respaldo (se resalta en negrita y subrayado). Esto significa que una zona más amplia de la micro-red fue desconectada, evidenciando problemas de selectividad. Para analizar la mala operación de la metodología alternativa, se realizó un estudio de cortocircuito en la línea L9-10. La Tabla 5-7 muestra los resultados, para tres de las cuatro fallas simuladas.

Nótese que, en la falla con problemas de selectividad, las tensiones en los dispositivos primario y secundario (mostrados entre paréntesis) son similares entre sí, por lo que se requiere de

un tiempo de coordinación mayor para el elemento de baja tensión. Dicha situación sí se cumplió por la metodología propuesta, no así para la metodología alternativa.

Para continuar con el análisis comparativo de las metodologías evaluadas, se realizaron fallas adicionales en las líneas L3-5 y L8-11. Las Tablas 5-8 y 5-9, presentan los resultados de simulación RMS.

Tabla 5-8: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L3-5

Tipo falla	Resistencia de falla	Localización de la falla a lo largo de la línea L3-5					
		1%		50%		99%	
		Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]
3F	$R_f = 0 [\Omega]$	0.235 (OC)	0.233 (OC)	0.237 (OC)	0.234 (OC)	0.238 (OC)	0.236 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.300 (OC)	0.297 (OC)	0.300 (OC)	0.298 (OC)	0.302 (OC)	0.300 (OC)
LL	$R_f = 0 [\Omega]$	0.408 (OC)	0.402 (OC)	0.408 (OC)	0.403 (OC)	0.409 (OC)	0.404 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.120 (UV)	0.105 (UV)	0.106 (UV)	0.106 (UV)	0.106 (UV)	0.106 (UV)
2LT	$R_f = 0 [\Omega]$	0.311 (OC)	0.308 (OC)	0.312 (OC)	0.309 (OC)	0.313 (OC)	0.310 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.176 (UV)	0.176 (UV)	0.177 (UV)	0.178 (UV)	0.177 (UV)	0.178 (UV)
1LT	$R_f = 0 [\Omega]$	0.458 (OC)	0.451 (OC)	0.459 (OC)	0.452 (OC)	0.459 (OC)	0.423 (OC)
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	0.582 (OC)	0.572 (OC)	0.583 (OC)	0.573 (OC)	0.584 (OC)	0.574 (OC)

De la Tabla 5-8 se comprueba que ambas metodologías despejaron todas las condiciones de falla evaluadas de manera coordinada, y con tiempos similares entre sí. De las 24 fallas simuladas y presentadas en la Tabla 5-8, el análisis comparativo muestra los siguientes resultados: i) la metodología propuesta despejó el 8.3% de las fallas en un menor tiempo, con una reducción de 0.6%, respecto de la metodología alternativa; ii) la metodología alternativa despejó el 79.2% de las fallas en un menor tiempo, con una reducción de 0.7% a 14.0%, respecto de la metodología propuesta; finalmente, iii) el 12.5% de las fallas fueron despejadas en el mismo tiempo por parte de ambas metodologías.

Los resultados presentados en la Tabla 5-9, evidencia que ambas metodologías despejaron correctamente todas las fallas evaluadas. Además, se concluye que la metodología propuesta obtuvo los menores tiempos de operación, comparada con la metodología alternativa. De las 24 fallas simuladas y presentadas en la Tabla 5-9, el análisis comparativo muestra los siguientes resultados: i) la metodología propuesta despejó el 75.0% de las fallas en un menor tiempo, con una reducción de 0.4% a 73.5%, respecto de la metodología alternativa; ii) la metodología alternativa despejó el 4.2% de las fallas en un menor tiempo, con una reducción de 3.1%, respecto de la metodología propuesta; finalmente, iii) el 20.8% de las fallas fueron despejadas en el mismo tiempo por parte de ambas metodologías.

Tabla 5-9: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L8-11

Tipo falla	Resistencia de falla	Localización de la falla a lo largo de la línea L8-11					
		1%		50%		99%	
		Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]
3F	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.114 (OC)	0.115 (OC)	0.115 (OC)	0.115 (OC)	0.065 (UV)	0.115 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.147 (OC)	0.149 (OC)	0.149 (OC)	0.150 (OC)	0.150 (OC)	0.150 (OC)
LL	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.178 (OC)	0.181 (OC)	0.180 (OC)	0.181 (OC)	0.048 (UV)	0.181 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.064 (UV)	0.065 (UV)	0.064 (UV)	0.065 (UV)	0.066 (UV)	0.064 (UV)
2LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.144 (OC)	0.146 (OC)	0.146 (OC)	0.146 (OC)	0.048 (UV)	0.146 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.127 (UV)	0.132 (UV)	0.130 (UV)	0.132 (UV)	0.132 (UV)	0.132 (UV)
1LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.189 (OC)	0.191 (OC)	0.190 (OC)	0.191 (OC)	0.191 (OC)	0.191 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.237 (OC)	0.239 (OC)	0.238 (OC)	0.239 (OC)	0.239 (OC)	0.240 (OC)

Para analizar la pertinencia del enfoque adaptativo propuesto en esta tesis, y comprobar así la necesidad de hacer ajustes según las condiciones de operación de la micro-red, se realizaron un conjunto de simulaciones de fallas en la línea L3-5 de la Fig. 5-2. Se utilizó la condición de operación media de las 2PM con distintos parámetros, estos fueron los siguientes i) los parámetros obtenidos para la condición de las 11PM; y, ii) los parámetros obtenidos para la condición de las 2PM. La Tabla 5-10 muestra los resultados comparativos, obtenidos de la simulación RMS para las cuatro fallas evaluadas.

En primer lugar, de la Tabla 5-10 se puede notar que los tiempos de despeje de fallas utilizando los parámetros de las 11PM son mayores que aquellos logrados con los parámetros de las 2PM (considerados como los correctos). Los tiempos de despeje de fallas aumentaron en los siguientes porcentajes:

- Falla al 1% de la línea con $R_f = 0 \text{ } [\Omega]$: entre (65 y 284) %.
- Falla al 1% de la línea con $R_f = 1,5 \text{ } [\Omega]$: entre (50 y 345) %.
- Falla al 50% de la línea con $R_f = 0 \text{ } [\Omega]$: entre (66 y 297) %
- Falla al 50% de la línea con $R_f = 1,5 \text{ } [\Omega]$: entre (43 y 367) %.
- Falla al 99% de la línea con $R_f = 0 \text{ } [\Omega]$: entre (68 y 304) %.
- Falla al 99% de la línea con $R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$: entre (49 y 389) %.

En ninguna de las fallas simuladas, los tiempos de despeje obtenidos fueron menores usando los ajustes de las 11PM, dejando patente la necesidad del reajuste de los dispositivos de protección acorde a las condiciones de operación. Un caso especial sucedió en la falla LL mostrada en la Tabla 5-10, con resistencia de falla máxima, donde no se alcanzó la selectividad de las protecciones. El tiempo indicado corresponde al dispositivo de protección de respaldo.

Tabla 5-10: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L3-5 con ajustes distintos

Tipo falla	Resistencia de falla	Localización de la falla a lo largo de la línea L3-5					
		1%		50%		99%	
		Tiempo con 2PM [s]	Tiempo con 11PM [s]	Tiempo con 2PM [s]	Tiempo con 11PM [s]	Tiempo con 2PM [s]	Tiempo con 11PM [s]
3F	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.235 (OC)	0.387 (OC)	0.237 (OC)	0.393 (OC)	0.237 (OC)	0.398 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.300 (OC)	0.538 (OC)	0.300 (OC)	0.541 (OC)	0.302 (OC)	0.542 (OC)
LL	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.408 (OC)	0.920 (OC)	0.409 (OC)	0.924 (OC)	0.409 (OC)	0.928 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.119 (UV)	0.210 (UV)	0.120 (UV)	0.172 (UV)	0.120 (UV)	0.188 (UV)
2LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.311 (OC)	0.570 (OC)	0.312 (OC)	0.575 (OC)	0.312 (OC)	0.574 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.197 (UV)	0.295 (UV)	0.198 (UV)	0.297 (UV)	0.200 (UV)	0.298 (UV)
1LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.458 (OC)	1.176 (OC)	0.458 (OC)	1.182 (OC)	0.460 (OC)	1.186 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.582 (OC)	2.259 (OC)	0.583 (OC)	2.272 (OC)	0.585 (OC)	2.286 (OC)

Para explicar los resultados obtenidos, mostrados en la Tabla 5-10, se realizó un análisis de los elementos de protección de sobrecorriente. Las Figs. 5-5 y 5-6 muestran la coordinación de protecciones de la línea L3-5. Por un lado, en la Fig. 5-5 se presentan las corrientes de falla con resistencia cero. La línea vertical de la izquierda indica la magnitud de la corriente de cortocircuito en la condición de operación de las 2PM; mientras que la línea de la derecha corresponde a la corriente de falla a las 11PM. Los puntos de intersección representan la coordinación de protecciones en cada caso, indicando los tiempos de operación esperados. Se comprueba que, con menor corriente de falla, los dispositivos de protección actuarán con tiempos mayores, que con corrientes de falla más altas. Por otro lado, se puede hacer un análisis similar para el caso de las fallas con resistencia máxima, como lo muestra la Fig. 5-6. Los tiempos de despeje de fallas de la Fig. 5-6 son mayores comparados con la Fig. 5-5. Se puede comprobar, además, que los tiempos de despeje esperados de las Figs. 5-5 y 5-6 están acordes con los tiempos obtenidos en la simulación RMS, lo que era de esperar.

Finalmente, se demuestra la necesidad de optar por un enfoque adaptativo para la operación de los sistemas de protección en micro-redes.

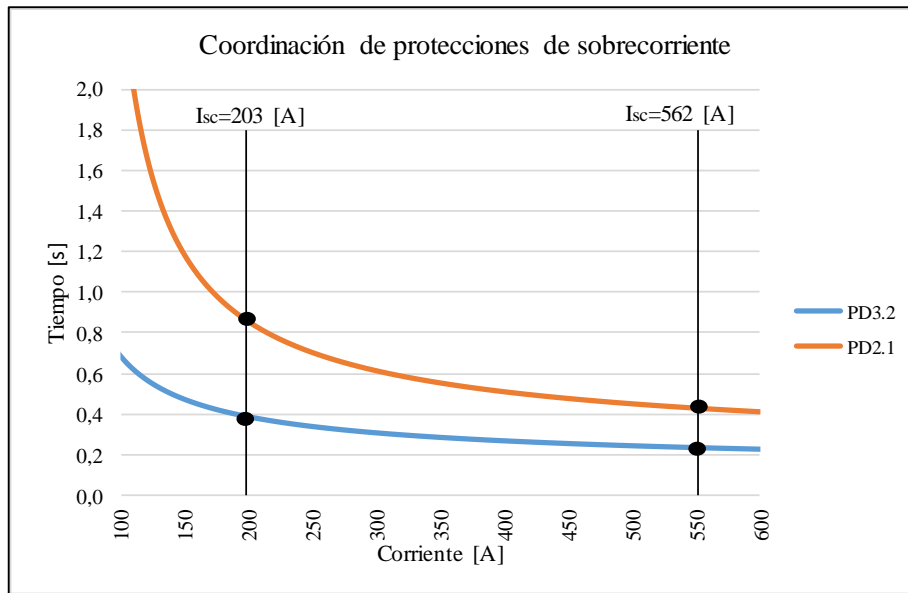


Figura 5-5: Coordinación de protecciones de sobrecorriente de línea L3-5 con $R_f=0$ [Ω]

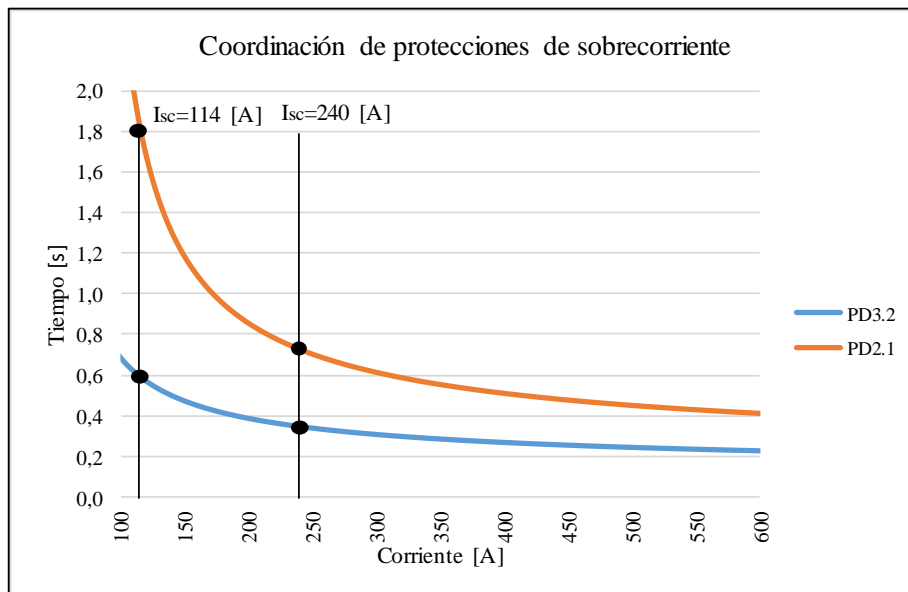


Figura 5-6: Coordinación de protecciones de sobrecorriente de línea L3-5 con $R_f=1.5$ [Ω]

5.2.4 Caso de estudio con estructura en malla

El segundo caso de estudio se realizó utilizando una estructura en malla de la micro-red ESUSCON (ficticia), obtenida al cerrar el circuito entre T5 y T9. Este cambio produce una micro-red con circuitos en malla. De esta forma, se requiere que algunos de los circuitos sean protegidos por dos dispositivos, para despejar las fallas de cortocircuito. Por ejemplo, si una falla se presenta en la línea L5-9 de la Fig. 5-7, los dispositivos PD5.2 y PD9.2 deberán accionarse de manera coordinada. Asimismo, los circuitos radiales, deberán contar con dos dispositivos de respaldo, y

no con uno, como el caso anterior. Por ejemplo, si una falla se presenta en la línea L9-10 de la Fig. 5-7, y el dispositivo PD9.3 no opera correctamente, los dispositivos PD5.3 y PD8.3 deberán activarse para aislar la falla. Esta situación no se presentó en el caso de estudio anterior, donde existían solamente circuitos radiales, lo que implica una mayor complejidad al problema de coordinación de protecciones en redes en malla.

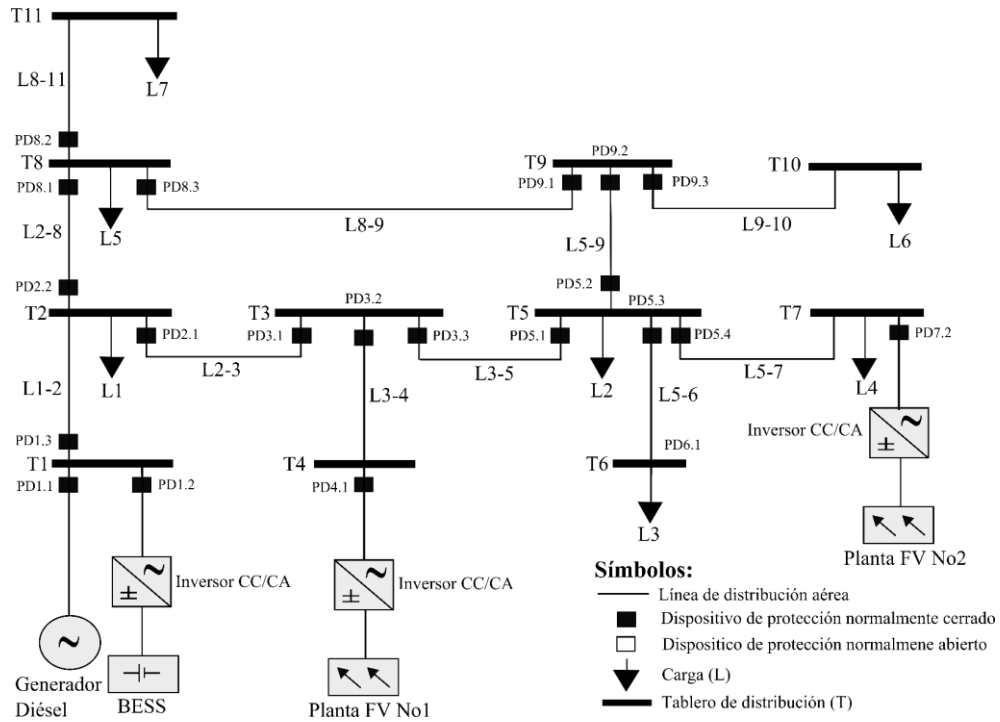


Figura 5-7: Diagrama unilineal del caso de estudio con estructura en malla

En este caso de estudio se propone revisar la condición de operación de las 2PM. La metodología de la Fig. 4-13 inicia con la definición de los pares P/R. Por ser una red en malla se utilizó el procedimiento propuesto en la Sub-sección 3.4.2.

El procedimiento para la determinación de los pares P/R utilizó la matriz de incidencia M_I . Como primer paso se estableció la dirección de las corrientes de falla en toda la micro-red. La Fig. 5-8 indica la dirección para cada uno de los circuitos. En el caso de los circuitos radiales, la dirección de la corriente de falla se presenta como se espera que sea. Mientras que, para los circuitos en malla, la dirección indicada es arbitraria.

Con la dirección de las corrientes de falla establecidas, se construyó la matriz de incidencia según el procedimiento indicado en la Sub-sección 3.4.2, asignando +1, -1 y 0 a cada elemento de la matriz. La Fig. 5-9 presenta el resultado de los 16 dispositivos de protección de la micro-red que serán coordinados (las unidades RD incluyen su propio dispositivo de protección, y no se incluyeron en la coordinación). Las columnas de la matriz de incidencia corresponden a los 16 dispositivos de protección, mientras que las 11 barras de la micro-red son las filas de la matriz.

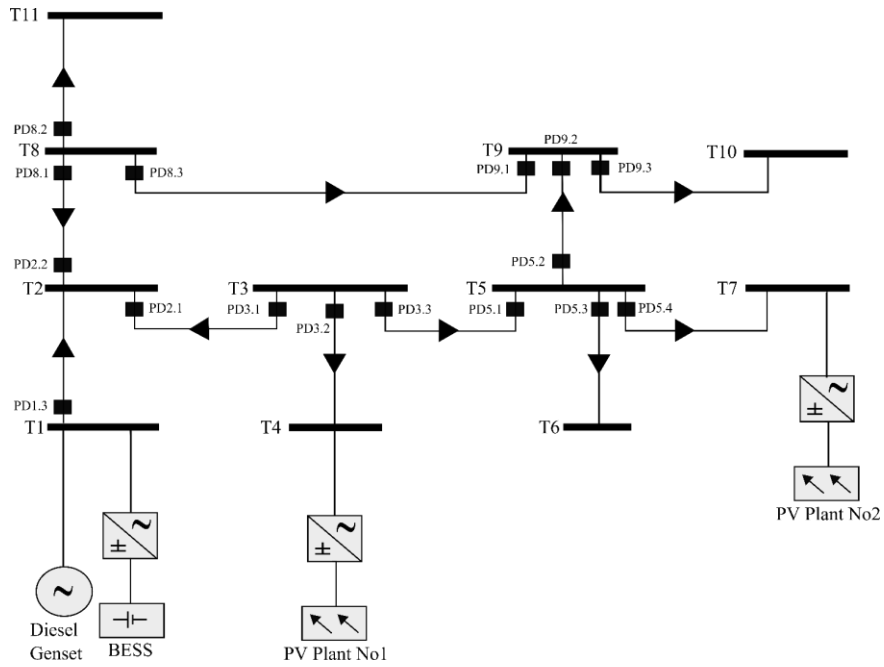


Figura 5-8: Diagrama unilineal con la dirección establecida de las corrientes de falla

El paso siguiente es recorrer cada columna de la matriz, esto es, cada dispositivo de protección, buscando el primer valor +1, el cual se encerró en un círculo. La Fig. 5-9 muestra la totalidad de los círculos. Hay un círculo para cada dispositivo de protección. De esta manera, para cada +1 encerrado en un círculo, los valores -1 representan los dispositivos de respaldo (descartando aquellos que se encuentran en la misma barra, o en la misma línea).

La Tabla 5-11 presenta el resultado final de la designación de los pares P/R de la micro-red. Para entender claramente el resultado alcanzado, se deben considerar los siguientes aspectos:

- El dispositivo PD1.3 de la barra T1 tiene como respaldos a los dispositivos de protección de las unidades RD.
- Los dispositivos PD2.1 y PD2.2 tienen como respaldo el PD1.3, ya que la barra T1 es la referencia de la micro-red. Aunque la Fig. 5-9 indique que el PD3.1 es también respaldo de ambos dispositivos, esto no se consideró.
- Por el tipo de inversor de las plantas FV, las líneas L3-4 y L5-7 se protegen únicamente con un dispositivo de protección, ya que dichas unidades no pueden operar de manera aislada.

PD	1.3	2.1	2.2	3.1	3.2	3.3	5.1	5.2	5.3	5.4	8.1	8.2	8.3	9.1	9.2	9.3
T1	+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T2	-1	+1	+1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
T3	0	-1	0	+1	+1	+1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T4	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	0	-1	+1	+1	+1	+1	0	0	0	0	-1	0
T6	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
T7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
T8	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	+1	+1	+1	-1	0	0
T9	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	+1	+1	+1
T10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
T11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0

Figura 5-9: Matriz de incidencia para la definición de pares P/R

Tabla 5-11: Definición de pares P/R de la micro-red en malla

Primario	Respaldo(s)	Primario	Respaldo(s)
PD1.3	Unidades RD	PD5.3	PD3.3 / PD9.2
PD2.1	PD1.3	PD5.4	
PD2.2		PD8.1	PD9.1
PD3.1	PD5.1	PD8.2	PD2.2 / PD9.1
PD3.2	PD2.1 / PD5.1	PD8.3	PD2.2
PD3.3	PD2.1	PD9.1	PD5.2
PD5.1	PD9.2	PD9.2	PD8.3
PD5.2	PD3.3	PD9.3	PD5.2 / PD8.3

El problema de coordinación de protecciones continua con el estudio de flujo de potencia y cortocircuito para los 18 escenarios de falla establecidos. Con la información de ambos estudios se definieron los factores característicos, similar a los presentados en la Tabla 5-4.

Se estableció el problema de coordinación siguiendo la Ecuación (4-23), para la condición de operación de las 2PM. Un aspecto importante es que las restricciones de coordinación consideraron las configuraciones transitorias, según lo define la Ecuación (4-24). Se aplicó, además, la metodología alternativa de la Ecuación (4-27), para efectos de comparación. Los resultados alcanzados con ambas metodologías se presentan en la Tabla 5-12.

Tabla 5-12: Parámetros obtenidos para los dispositivos de protección – condición 2PM

Barra No.	Dispositivo	I_1^p [A]	Parámetros metodología propuesta (A)		Parámetros metodología alternativa (B)	
			TDS_i [s]	D_j [s]	TDS_i [s]	D_j [s]
T1	PD1.3	60	0.08	0.14	0.07	0.06
T2	PD2.1	40	0.05	0.07	0.05	0.05
	PD2.2	40	0.16	0.14	0.10	0.16
T3	PD3.1	40	0.05	0.05	0.05	0.03
	PD3.2	40	0.05	0.02	0.05	0.03
	PD3.3	40	0.07	0.05	0.07	0.05
T5	PD5.1	40	0.05	0.12	0.06	0.09
	PD5.2	25	0.06	0.04	0.06	0.04
	PD5.3	10	0.05	0.03	0.05	0.03
	PD5.4	10	0.05	0.03	0.05	0.03
T8	PD8.1	15	0.05	0.07	0.05	0.08
	PD8.2	10	0.05	0.03	0.05	0.03
	PD8.3	40	0.13	0.13	0.08	0.06
T9	PD9.1	15	0.09	0.05	0.09	0.05
	PD9.2	40	0.10	0.14	0.05	0.11
	PD9.3	10	0.05	0.03	0.05	0.03

El tiempo de procesamiento del software FICO para llegar a la solución al problema de optimización fueron los siguientes:

- Para la metodología propuesta: 0.011 [s].
- Para la metodología alternativa: 0.010 [s].

A partir de los parámetros de la Tabla 5-12, se seleccionaron tres líneas de la micro-red para realizar una prueba utilizando simulación RMS. Se usan las líneas L3-5, por ser parte de la malla, junto con las líneas L9-10 y L8-11 por ser líneas radiales. Los resultados de simulación se presentan en las Tablas 5-13, 5-14 y 5-15, que se explican a continuación.

En primer lugar, la Tabla 5-13 presenta los resultados en la línea L3-5, para el escenario de operación base. Considere que en la columna de la metodología alternativa (B), los casos resaltados con **negrita y subrayado**, corresponden a fallas donde se perdió la selectividad, al actuar un dispositivo de protección de respaldo. Dicha situación llevó la desconexión de una mayor zona de la micro-red, con el consecuente incremento de la energía no suministrada. Dicha situación no se

presentó en el caso de la metodología propuesta (A), la cual operó de manera coordinada en todos los casos simulados.

Tabla 5-13: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L3-5

Tipo falla	Resistencia de falla	Dispositivo	Localización de la falla a lo largo de la línea L3-5					
			1%		50%		99%	
			Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]
3F	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.318 (OC)	0.318 (OC)	0.329 (OC)	0.329 (OC)	0.342 (OC)	0.341 (OC)
		PD5.1	0.621 (OC)	0.593 (OC)	0.642 (OC)	0.594 (OC)	0.665 (OC)	0.594 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.433 (OC)	0.433 (OC)	0.445 (OC)	0.445 (OC)	0.459 (OC)	0.459 (UV)
		PD5.1	0.805 (OC)	0.672 (UV)	0.816 (OC)	0.673 (UV)	0.828 (OC)	0.664 (UV)
LL	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.736 (OC)	0.736 (OC)	0.771 (OC)	0.772 (OC)	0.810 (OC)	0.810 (OC)
		PD5.1	1.344 (OC)	1.284 (OC)	1.375 (OC)	1.316 (OC)	1.409 (OC)	1.353 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.054 (UV)	0.055 (UV)	0.054 (UV)	0.050 (UV)	0.054 (UV)	0.054 (UV)
		PD5.1	0.085 (UV)	0.055 (UV)	0.085 (UV)	0.050 (UV)	0.084 (UV)	0.055 (UV)
2LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.485 (OC)	0.485 (OC)	0.504 (OC)	0.632 (UV)	0.524 (OC)	0.524 (OC)
		PD5.1	0.828 (OC)	0.830 (OC)	0.845 (OC)	0.724 (UV)	0.864 (OC)	0.865 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.095 (UV)	0.095 (UV)	0.095 (UV)	0.093 (UV)	0.082 (UV)	0.082 (UV)
		PD5.1	0.172 (UV)	0.098 (UV)	0.172 (UV)	0.097 (UV)	0.157 (UV)	0.084 (UV)
1LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.655 (UV)	0.655 (OC)	0.662 (UV)	0.632 (OC)	0.662 (UV)	0.662 (UV)
		PD5.1	1.215 (UV)	0.795 (UV)	1.224 (UV)	0.732 (UV)	1.198 (UV)	0.801 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	PD3.3	0.760 (UV)	0.766 (OC)	0.771 (UV)	0.772 (OC)	0.780 (UV)	0.782 (UV)
		PD5.1	1.371 (UV)	0.952 (UV)	1.376 (UV)	0.947 (UV)	1.380 (UV)	0.950 (UV)

Nótese en la Tabla 5-13, que cada falla es despejada por dos interruptores, que, en la línea L3-5, corresponden a los dispositivos PD3.3 y PD5.1 (ubicados en las barras T3 y T5, respectivamente). Para ejemplificar esta situación, se presenta la Fig. 5-8, que muestra la corriente que detecta el PD3.3 (línea azul) y el PD5.1 (línea roja). El PD3.3 se activó antes que el PD5.1, específicamente a los 318 [ms]. Lo anterior provocó una configuración transitoria, con cambios en el flujo de potencia luego de la primera apertura. A partir de la apertura del PD3.3, la corriente de falla pasa íntegramente por el dispositivo PD5.1, el cual, finalmente, despeja la falla a los 621 [ms] de iniciada.

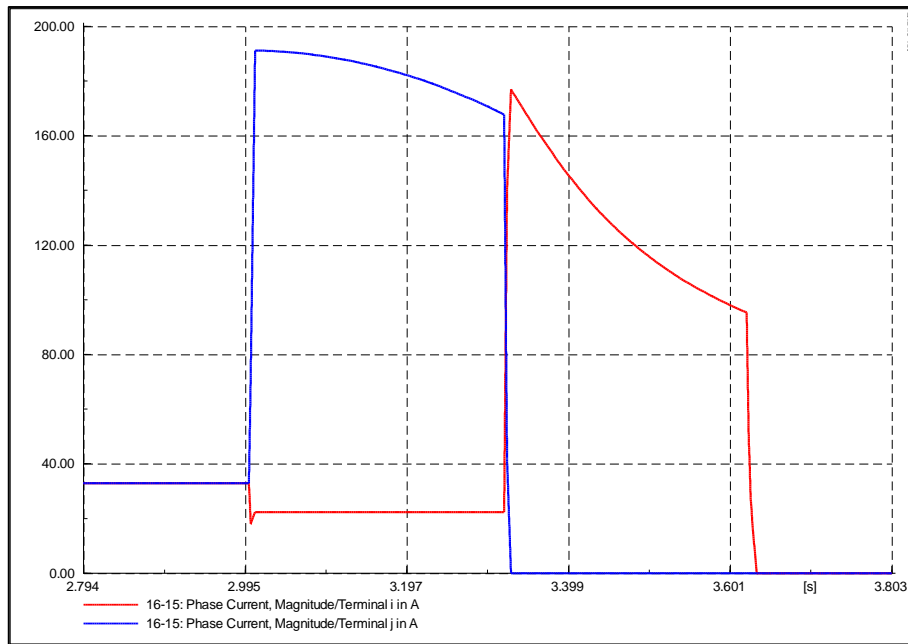


Figura 5-10: Corrientes en la línea L3-5 entrada y salida falla 3F con $R_f=0 \text{ } [\Omega]$

La corriente suministrada por cada unidad RD antes, durante y después de despejada la falla se presenta en la Fig. 5-10, junto con la tensión en la barra T1. Se observa que la corriente del BESS sufrió un cambio luego de la apertura del PD3.3, dado el cambio en la tensión en sus bornes. Mientras que la Planta FV #1 muestra un comportamiento uniforme durante toda la falla, dado que se alcanzó su máxima de corriente de falla, comportándose como una fuente de corriente constante.

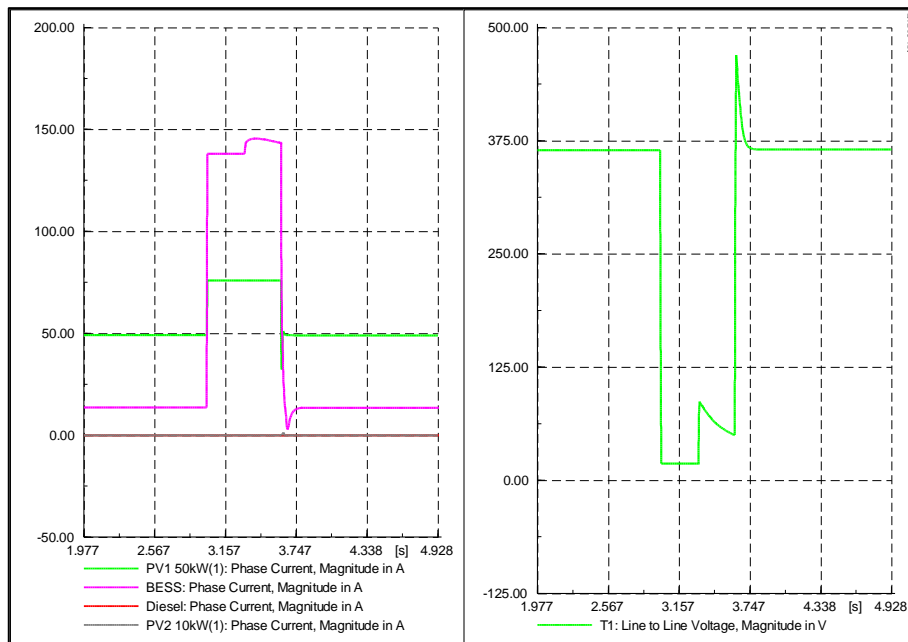


Figura 5-11: Corrientes unidades RD y tensión en barra T1 falla 3F con $R_f=0 \text{ } [\Omega]$

La Fig. 5-12 presenta el análisis de la configuración transitoria en L3-5, con resistencia de falla máxima. Mientras que la Fig. 5-13 muestra las corrientes de las unidades RD y la tensión en la barra T1.

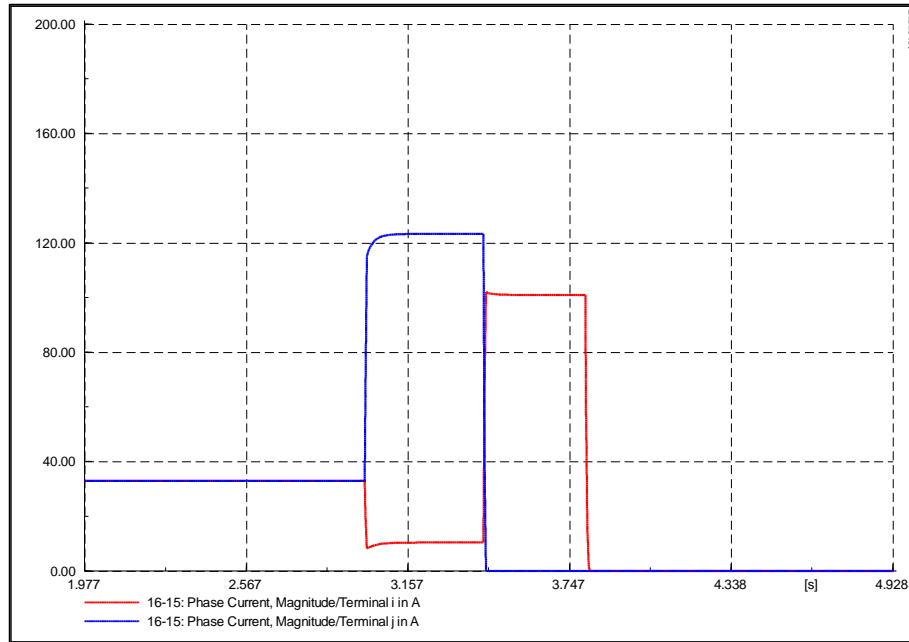


Figura 5-12: Corrientes en la línea L3-5 entrada y salida falla 3F con $R_f=1.5 \text{ } [\Omega]$

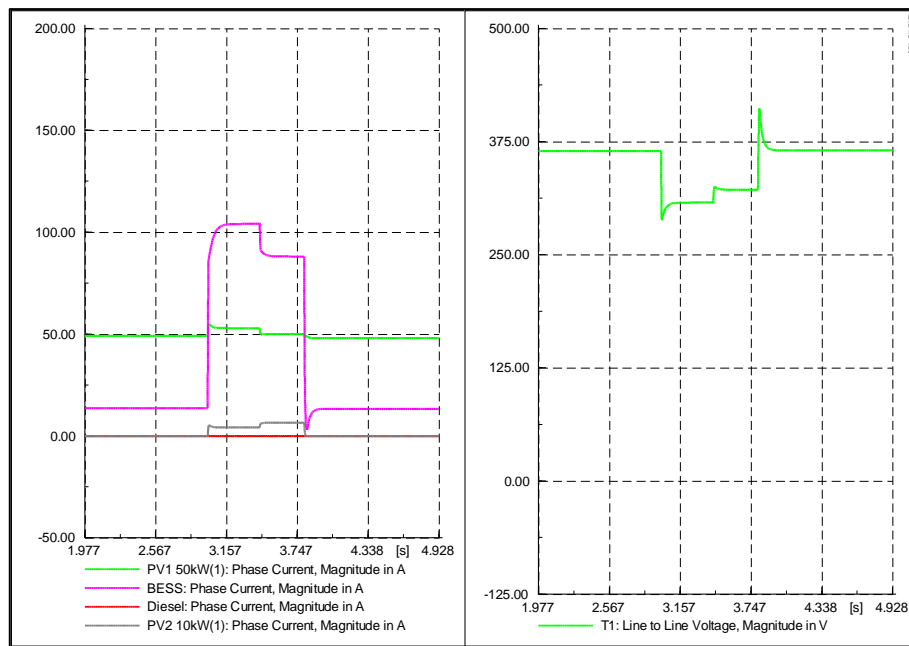


Figura 5-13: Corrientes unidades RD y tensión en barra T1 falla 3F con $R_f=1.5 \text{ } [\Omega]$

De la Fig. 5-12, se comprobó que la contribución de las unidades RD fue menor que el caso con resistencia de falla cero, dado que la caída de tensión es menor con resistencia de falla máxima, y los controles de los inversores reducen la corriente entregada.

En segundo lugar, la Tabla 5-14 presenta la simulación RMS de fallas en la línea L8-11.

Tabla 5-14: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L8-11

Tipo falla	Resistencia de falla	Localización de la falla a lo largo de la línea L3-5					
		1%		50%		99%	
		Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]
3F	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.114 (OC)	0.113 (OC)	0.113 (OC)	0.114 (OC)	0.113 (OC)	0.113 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.142 (OC)	0.142 (OC)	0.144 (OC)	0.144 (OC)	0.145 (OC)	0.145 (OC)
LL	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.171 (OC)	0.171 (OC)	0.173 (OC)	0.173 (OC)	0.174 (OC)	0.174 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	<u>0.050 (UV)</u>	<u>0.050 (UV)</u>	0.050 (UV)	<u>0.050 (UV)</u>	0.050 (UV)	<u>0.050 (UV)</u>
2LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.181 (OC)	0.139 (OC)	0.141 (OC)	0.141 (OC)	0.142 (OC)	0.142 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.044 (UV)	<u>0.080 (UV)</u>	0.050 (UV)	<u>0.080 (UV)</u>	0.050 (UV)	<u>0.080 (UV)</u>
1LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.181 (OC)	0.181 (OC)	0.183 (OC)	0.183 (OC)	0.184 (OC)	0.184 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.225 (OC)	0.225 (OC)	0.227 (OC)	0.227 (OC)	0.228 (OC)	0.228 (OC)

Los resultados obtenidos muestran algunos casos con problemas de selectividad, ya que las fallas fueron mal despejadas, como se indican en aquellos casos con negrita y subrayado. En el caso de la falla LL con resistencia máxima, la metodología propuesta presentó problemas de selectividad. Por su parte, la metodología alternativa presentó problemas en seis tipos de falla, coincidiendo con el caso mal despejado de la metodología propuesta. Esta situación debería ser considerada en la etapa de diseño de la micro-red, dado que esta es una red ficticia, no incluyó estudios exhaustivos de disposición de unidades RD, dimensionamiento de conductores, ubicación de dispositivos de protección. Con la información recopilada hasta este momento, se concluye que el diseño de la micro-red en malla, tal y como lo presenta la Fig. 5-7, tendrá problemas de coordinación de protecciones.

En tercer lugar, la Tabla 5-15 muestra los resultados para su análisis. Para entender la dificultad que tiene el despejar las fallas en la micro-red en malla, se realizó un estudio de cortocircuito de la falla LL al 1% de la línea.

Tabla 5-15: Resultados de simulación RMS de fallas en condición 2PM en L9-10

Tipo falla	Resistencia de falla	Localización de la falla a lo largo de la línea L3-5					
		1%		50%		99%	
		Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]	Tiempo con (A) [s]	Tiempo con (B) [s]
3F	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.114 (OC)	0.114 (OC)	0.113 (OC)	0.113 (OC)	0.113 (OC)	0.113 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.142 (OC)	0.140 (OC)	0.142 (OC)	0.142 (OC)	0.142 (OC)	0.142 (OC)
LL	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.170 (OC)	0.170 (OC)	0.171 (OC)	0.171 (OC)	0.171 (OC)	0.171 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)
2LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.138 (OC)	0.138 (OC)	0.139 (OC)	0.139 (OC)	0.140 (OC)	0.140 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)	0.050 (UV)
1LT	$R_f = 0 \text{ } [\Omega]$	0.180 (OC)	0.179 (OC)	0.180 (OC)	0.180 (OC)	0.181 (OC)	0.181 (OC)
	$R_f = 1.5 \text{ } [\Omega]$	0.222 (OC)	0.222 (OC)	0.223 (OC)	0.223 (OC)	0.224 (OC)	0.224 (OC)

Se nota en la Tabla 5-16 que la falla LL se caracterizó por tener valores de tensión similares, medidos por los tres dispositivos de protección involucrados en su despeje. Esto provocó que la coordinación de protecciones presentara mal funcionamiento.

Tabla 5-16: Estudio de cortocircuito falla LL en condición media 2PM

Línea	Resistencia de falla	Línea	Localización de la falla al 1% de la línea					
			Primario: PD9.3		Respaldo: PD5.2		Respaldo: PD8.1	
			Corriente [A]	Tensión [V]	Corriente [A]	Tensión [V]	Corriente [A]	Tensión [V]
L8-11	$R_f = 0 [\Omega]$	L1	4	391	26	391	8	391
		L2	78	195	68	196	14	196
		L3	78	195	64	195	14	195
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	L1	4	354	24	354	6	353
		L2	61	193	57	193	11	193
		L3	61	172	54	173	11	172
L9-10	$R_f = 0 [\Omega]$	L1	3	389	17	390	10	389
		L2	77	195	50	196	28	195
		L3	78	195	53	194	26	195
	$R_f = 1.5 [\Omega]$	L1	3	353	15	354	10	353
		L2	61	192	40	193	24	193
		L3	61	172	43	172	23	173

5.2.5 Análisis comparativo de resultados

En esta sub-sección se recopilaron los parámetros obtenidos para la configuración radial y en malla, para compararlos y analizarlos. Se presenta la Tabla 5-17 con los parámetros de los dispositivos de protección equivalentes en cada configuración. Nótese que la numeración no coincide, ya que la cantidad de dispositivos es mayor para la configuración en malla.

En primer lugar, las corrientes de pick-up no coinciden entre sí, ya que los flujos de potencia son distintos para cada configuración. En ambos casos se aplicó la regla de multiplicar la corriente de carga máxima por un factor de seguridad de 20%.

En segundo lugar, los parámetros TDS_i no presentaron un patrón específico, que permita establecer alguna relación causal. Lo anterior, dado que los valores de pick-up no son iguales en ambas configuraciones, y es difícil su comparación.

Finalmente, en el caso de los parámetros D_j , se observó que todos son menores en la configuración en malla, con excepción de uno, el correspondiente al PD2.2, que es igual para ambas configuraciones. Este parámetro si puede ser comparado ya que el valor pick-up es el mismo para ambas configuraciones. La razón de que los parámetros sean menores en la configuración en malla, se debe a que la micro-red permite una mejor regulación de tensión, comparado con la micro-red

radial, y así, los parámetros deben reducirse para asegurarse un tiempo de operación bajo, para los elementos de baja tensión.

Tabla 5-17: Parámetros obtenidos para los dispositivos de protección para 2PM

Micro-red radial					Micro-red en malla				
Barra	Dispositivo	I_i^p [A]	TDS_i [s]	D_j [s]	Barra	Dispositivo	I_i^p [A]	TDS_i [s]	D_j [s]
T1	PD1.3	70	0.07	0.17	T1	PD1.3	60	0.08	0.14
T2	PD2.1	65	0.06	0.13	T2	PD2.1	40	0.05	0.07
	PD2.2	35	0.11	0.14		PD2.2	40	0.16	0.14
T3	PD3.1	65	0.05	0.03	T3	PD3.2	40	0.05	0.02
	PD3.2	20	0.08	0.10		PD3.3	40	0.07	0.05
T5	PD5.1	10	0.05	0.06	T5	PD5.3	10	0.05	0.03
	PD5.2	15	0.05	0.07		PD5.4	10	0.05	0.03
T8	PD8.1	30	0.09	0.13	T8	PD8.3	15	0.05	0.07
	PD8.2	10	0.05	0.07		PD8.2	10	0.05	0.03
T9	PD9.2	10	0.05	0.10	T9	PD9.3	10	0.05	0.03

5.3 Detección de fallas en módulo FV

El siguiente es un caso de aplicación experimental a pequeña escala, realizado para evaluar la efectividad de la metodología de detección de fallas en plantas FV. Se basó en la observación y registro de variables en un módulo FV de tipo poli-cristalino, ubicado en la planta FV del DIE, Universidad de Chile. A diferencia de la validación experimental de la Sub-sección 4.3.1.3, realizada en la misma planta, este caso consistió en la adquisición de datos de manera continua, por un periodo de tiempo de dos horas. Además, la prueba se hizo con el módulo aislado, sin la conexión del inversor. Por lo tanto, el efecto del sistema MPPT no influyó en el comportamiento del módulo. A continuación, se presentan los resultados y análisis.

5.3.1 Montaje experimental

La Fig. 5-14 presenta un diagrama con el montaje experimental, destacando la carga programable, como elemento para el consumo de la potencia generada. Asimismo, la misma carga programable se utilizó como registrador de datos de corriente y tensión. Los datos técnicos del módulo FV utilizado se presentaron en la Tabla 4-2.

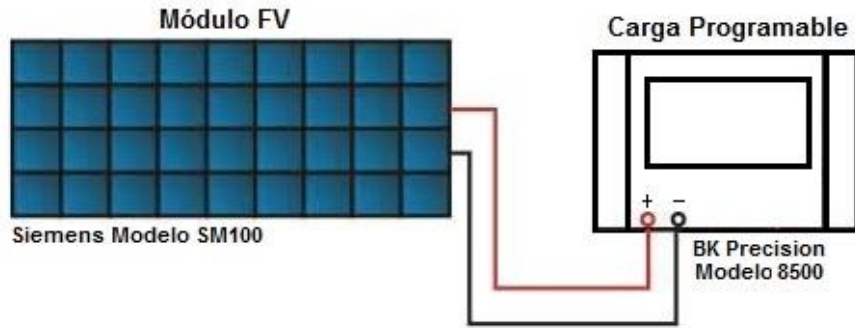


Figura 5-14: Detalles de circuito eléctrico del experimento

La programación de la carga se hizo de tal forma que cada media hora la corriente se incrementó en magnitud. En cada lapso de tiempo, la corriente se mantuvo constante, y luego se pasó al nuevo valor, iniciando la prueba a las 11 [horas] del día. Los valores y orden de aplicación fueron los siguientes: 1 [A], 2 [A], 3 [A] y 4 [A]. Se esperaba que, al aumentar la corriente, la tensión del módulo disminuyera, según lo indica la familia de curvas Tensión-Corriente del módulo FV de la Fig. 5-15.

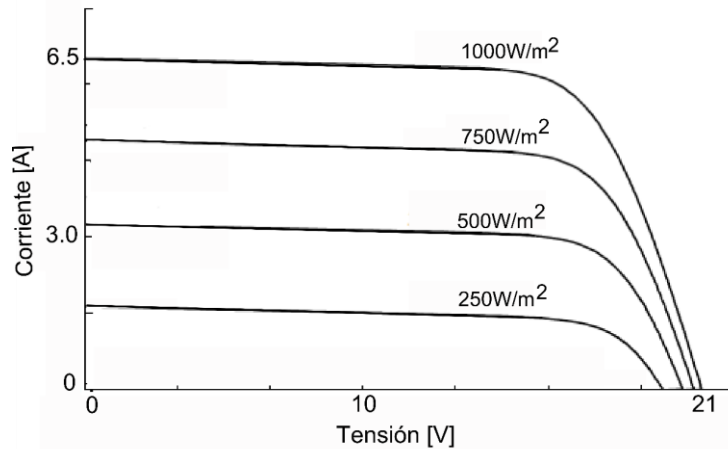


Figura 5-15: Curva Tensión-Corriente del módulo FV

Detalles del montaje experimental se muestran en la Fig. 5-16. Se destacan las siguientes fotografías: en las Figs. 5-16-A) y C) se muestran la carga programable y el computador para la adquisición de datos de temperatura; en la Fig. 5-16-B) se detalla la ubicación de los sensores de temperatura de tipo termistores PTC (siglas en inglés de positive temperature coefficient); finalmente, en la Fig. 5-16-D) se muestra la condición de suciedad presente en el módulo durante la prueba.

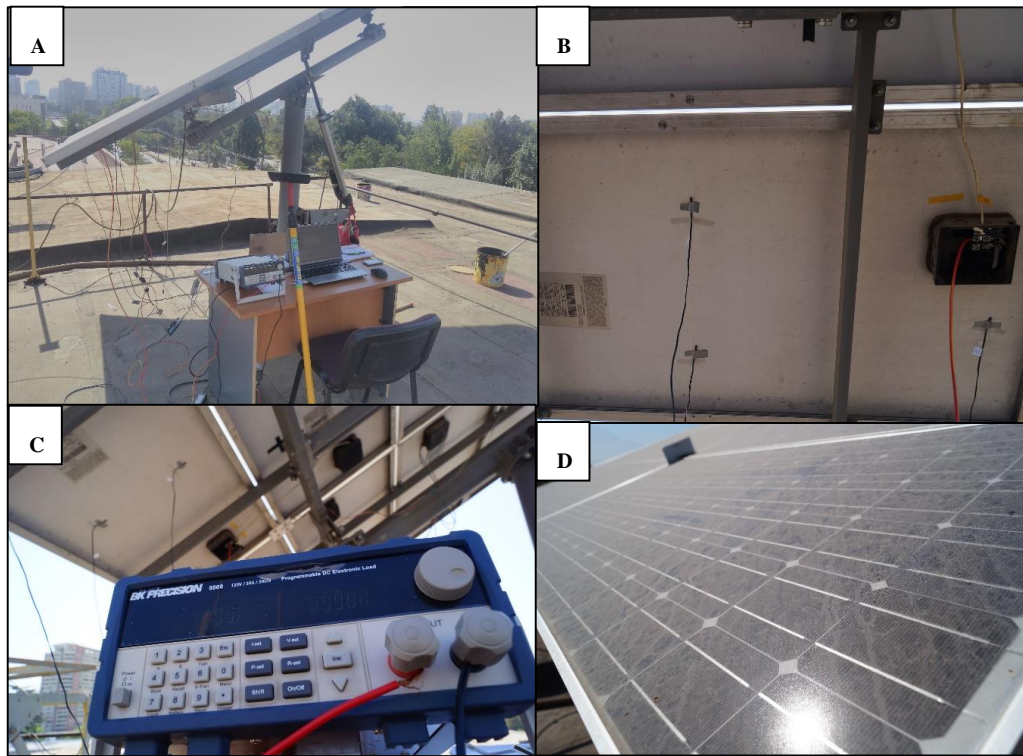


Figura 5-16: Experimento: A- montaje; B- sensores temperatura; C- carga programable; D- módulo FV

Los cuatro sensores fueron enumerados del #1 al #4, según lo indica la Fig. 5-17, para ser ingresados al registro de datos.



Figura 5-17: Notación de los sensores colocados en la parte posterior del módulo FV

El diseño del experimento consideró la operación del módulo en distintas condiciones, a saber: normal, sombreado total, y sombreado parcial. La Fig. 5-18 muestra las condiciones de sombreado realizadas en el experimento, usando un material de tipo cartón. Basado en [114], los sombreados

parciales No 2 y No 3, se establecieron de la forma indicada en la Fig. 5-18. Todas estas condiciones se catalogan como anormal no falla, y son de carácter reversibles.

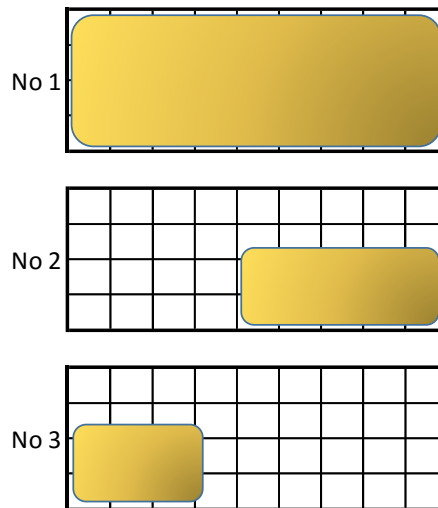


Figura 5-18: Sombreados realizados

La Tabla 5-18 presenta la hora de inicio y término de cada condición evaluada, junto con la lectura de tensión en los terminales del módulo. Cada sombreado se mantuvo por cerca de 10 [min], para permitir que el efecto térmico del módulo fuera registrado. Un detalle significativo de la Tabla 5-18, es que cuando se realizó el sombreado total (según la Fig. 5-18-No 1), la tensión cayó a cero voltios, por lo que se desistió en continuar con esta condición. Las otras condiciones de sombreado parcial se completaron satisfactoriamente, llamadas sombreado parcial No 1 y No 2.

Tabla 5-18: Hora del sombreado realizado y tensión en terminales

No.	Hora de inicio	Hora de término	Tensión en terminales
1	11:17 [horas]	11:17 [horas]	0 [V]
2	11:19 [horas]	11:30 [horas]	2.9 ± 0.1 [V]
3	11:43 [horas]	11:52 [horas]	1.5 ± 0.1 [V]

La tensión de circuito abierto (sin carga) al inicio del experimento fue de 19.5 ± 0.1 [V].

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el experimento.

5.3.2 Resultados obtenidos

El registro de las distintas variables se realizó utilizando los siguientes equipos:

1. Variables eléctricas: tensión y corriente, por medio de la carga programable BK Precisión, modelo 8500. El equipo tiene una precisión de medida de: corriente ± 0.1 %, y tensión ± 0.02 %. El intervalo de muestreo fue de 1 [s].

2. Variables térmicas: temperatura en el módulo, por medio de un sistema de adquisición de datos construido con dispositivos Arduinos, que incorporan el convertidor analógico-digital, y los datos fueron enviados y registrados en un computador portátil. Precisión de medida en los sensores de: ± 0.5 [°C]. El intervalo de muestreo fue de 1 [s].
3. Variables meteorológicas: radiación, velocidad de viento y temperatura ambiente, entregadas en un archivo “.DAT” por el Departamento de Geofísica, según la hora y fecha del experimento. La precisión de cada instrumento utilizado se presenta en la Tabla 4-3. La estación meteorológica aplicó un intervalo de muestreo de 30 [s], y un intervalo de registro de 15 [min]. No se cuenta con medidas de dispersión de los datos.

La Fig. 5-19 presenta el comportamiento de la temperatura en cada sensor (todas las medidas ± 0.5 [°C]).

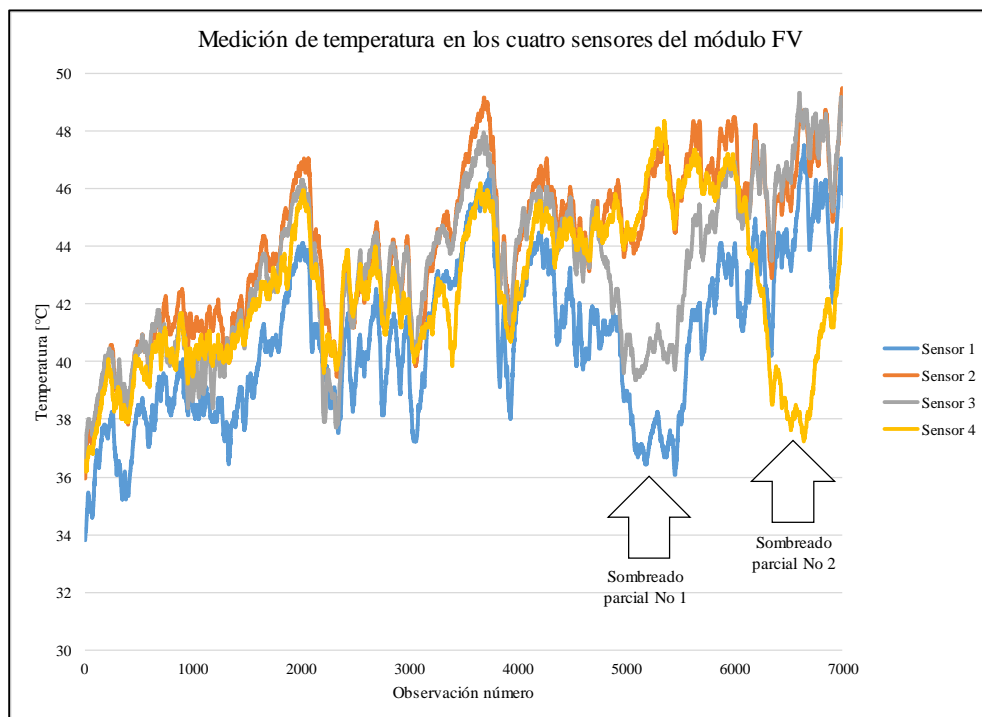


Figura 5-19: Temperatura registrada por los cuatro sensores

De la Fig. 5-19 se observa que las temperaturas en los cuatro puntos de medición difieren entre sí, por estar distribuidos a lo largo del módulo. Además, la Fig. 5-19 incluye una indicación de los dos momentos de los sombreados parciales, evidenciando que las temperaturas de los cuatro puntos se distanciaron aún más entre sí. Esto es, en el sombreado parcial No 1 los sensores #1 y #3 muestran una caída de temperatura, lo que está acorde con su ubicación en el módulo, ya que éstos fueron bloqueados. Mientras que, en el sombreado No 2, el sensor #4 es el que muestra la caída de temperatura, por ser el que se bloqueó.

En la Fig. 5-20 se presenta la temperatura promedio de los cuatro sensores, junto con las variables meteorológicas, las cuales se presentan como escalones, dado el intervalo de muestreo y

registro de éstas. El análisis y diagnóstico del módulo se realizó utilizando la temperatura promedio.

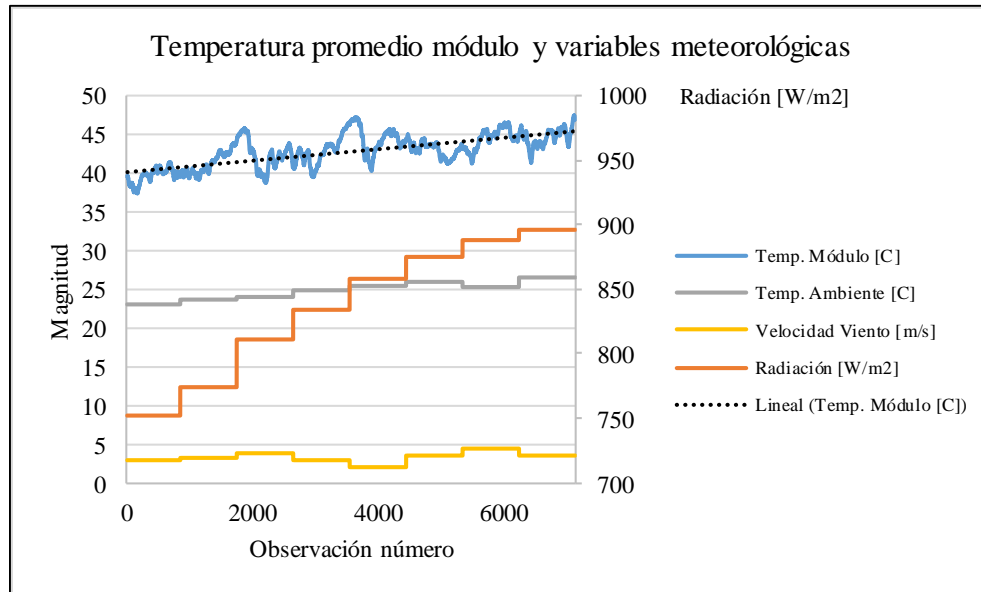


Figura 5-20: Temperatura promedio del módulo junto con variables meteorológicas

En primer lugar, en la Fig. 5-20 se comprobó que la temperatura promedio del módulo tiene una línea de tendencia lineal positiva, empezando en 39.6 ± 0.5 [°C]. Esto sigue el modelo térmico del módulo FV de la Ecuación (4-9), dado que la radiación aumentó durante el experimento. La radiación al inicio fue de 752 ± 38 [W/m²], y llegó a un valor de 896 ± 45 [W/m²], al finalizar el experimento. En segundo lugar, el comportamiento del viento osciló durante el experimento, iniciando en un valor de 2.9 ± 0.5 [m/s], con un valor mínimo de 2.0 ± 0.5 [m/s] y máximo de 4.4 ± 0.5 [m/s], finalizando en los 3.5 ± 0.5 [m/s].

Antes de presentarse los sombreados parciales, el comportamiento de la temperatura promedio del módulo fue variable, como lo evidencia la Fig. 5-20. Este comportamiento se explica por cambios en alguna de los siguientes parámetros (o combinaciones): la velocidad del viento, en la temperatura ambiente y en la carga eléctrica. Sin embargo, dado que la resolución de los datos meteorológicos es reducida, no será posible explicar algunos de los comportamientos presentados, estableciendo conexiones entre los eventos observados.

El comportamiento de la tensión del módulo FV se presenta en la Fig. 5-21. En dicha figura se incluyó la tensión calculada, que es la solución de la Ecuación (4-1), considerando como entradas la corriente, la radiación, la temperatura ambiente, y la temperatura del módulo. Además, se incluyó la tensión medida, registrada por la carga programable.

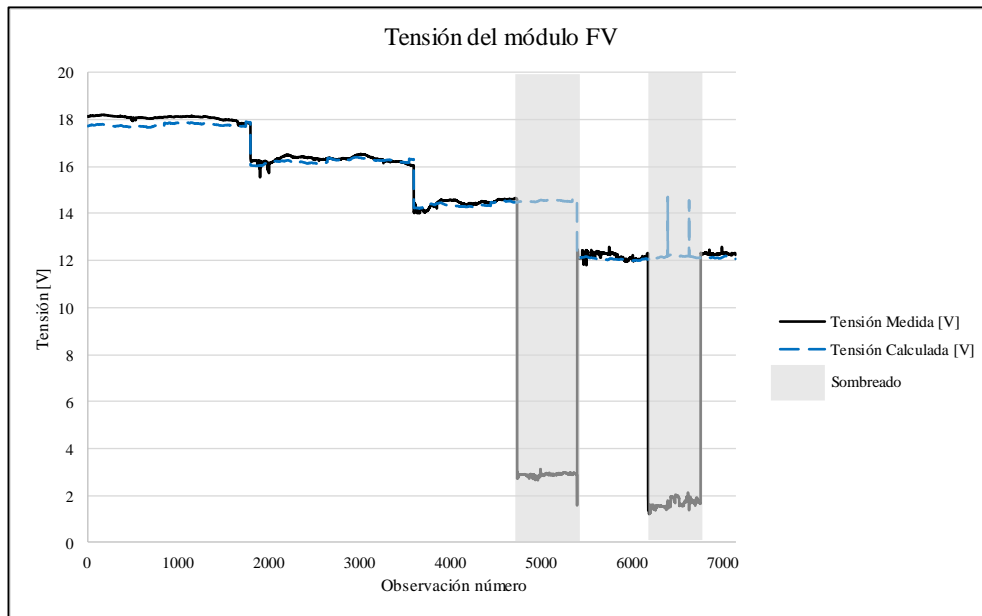


Figura 5-21: Tensión medida y calculada del módulo

Para evaluar el desempeño del modelo de estimación de la tensión, se utilizó una serie de métricas de validación estadística mostradas en la Tabla 5-19. Dicho análisis se realizó para el rango de observaciones que van desde la primera, hasta el instante anterior al sombreado parcial No 1, es decir, en condiciones normales de operación. Se comparó la tensión medida con la tensión calculada utilizando tres criterios numéricos, que fueron [115]:

- Coeficiente de determinación r^2 : cuanto más cerca de 1 se sitúe su valor, mayor será el ajuste del modelo a la variable medida. El cálculo se realizó por medio de:

$$r^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (5-2)$$

- Error cuadrático medio ECM : cuanto más bajo sea su valor, mayor será el ajuste del modelo a la variable medida. El cálculo se realizó por medio de:

$$ECM = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{n}} \quad (5-3)$$

- Porcentaje de error medio absoluto $PEMA$: cuanto más bajo sea su valor, mayor será el ajuste del modelo a la variable medida. El cálculo se realizó por medio de:

$$PEMA = \frac{100 \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{|y_i - \hat{y}_i|}{|y_i|} \right) \right]}{n} \quad (5-4)$$

donde: \hat{y}_i es el valor del parámetro estimado utilizando el modelo; \bar{y} es el promedio del valor del parámetro medido; y_i es el valor del parámetro medido; e i es el número de observación, con $i = 1, \dots, n$.

Tabla 5-19: Métricas de validación estadística para el modelo de la tensión

r^2	ECM	PEMA
0.992	0.229	0.0113

Los valores mostrados en la Tabla 5-19 muestran que el modelo de celda FV se ajusta al comportamiento real, en condiciones de operación normal.

Con respecto a la potencia del módulo FV, la Fig. 5-22 presenta la potencia de salida del módulo FV, calculada y “medida”, considerando lo siguiente para el cálculo:

- Potencia medida P_m , calculada como: $P_m = V_m I_m$ [W] (5-5)

donde: V_m e I_m son la tensión y corriente medida, respectivamente. Este dato no es exactamente una medición de potencia con vatímetro, ya que no se contó con dicho equipo durante el experimento.

- Potencia calculada P_c , calculada como: $P_c = V_c I_m$ [W] (5-6)

donde: V_c es la tensión calculada usando el modelo de celda FV de la Ecuación (4-1).

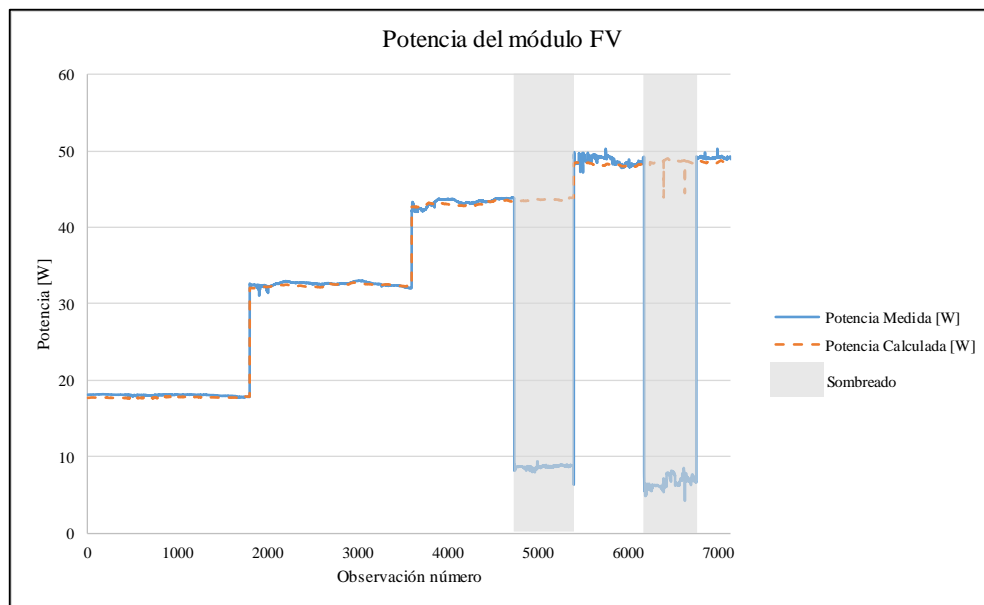


Figura 5-22: Potencia medida y calculada del módulo

El mismo análisis de desempeño del modelo se realizó para la variable potencia, como lo presenta la Tabla 5-20. El modelo de estimación de la potencia se ajusta bien con el medido, dado que los valores de los criterios de evaluación así lo confirmaron.

Tabla 5-20: Métricas de validación estadística para el modelo de la potencia

r^2	ECM	PEMA
0.999	0.335	0.0113

A continuación, se presenta el diagnóstico realizado en el módulo FV, para la detección de fallas.

5.3.3 Diagnóstico y detección de fallas

La Sub-sección 4.3.1.2 de esta tesis propuso el uso de dos parámetros de diagnóstico para módulos FV. El primer parámetro se relaciona con el coeficiente de intercambio de calor del módulo. Mientras que el segundo considera la potencia de salida del módulo. Los parámetros de diagnóstico ΔU_{pv} (Delta U_{pv}) y ΔP (Delta P), se presentan en la Fig. 5-23, en términos de porcentaje, junto con las variables potencia y temperatura promedio del módulo, durante todo el experimento.

De la Fig. 5-23 se analizan cuatro momentos importantes del experimento, donde se presentaron cambios significativos, los cuales se usan para evaluar el comportamiento de los parámetros de diagnóstico. Estos fueron:

1. Primer escalón de carga (de 1 [A] a 2 [A]): con el aumento de carga, el parámetro Delta U_{pv} presentó un incremento en su ponderación. Por otra parte, el parámetro Delta P mantuvo su valor alrededor del que tenía antes del escalón de carga. Esto se clasifica como una operación normal.
2. Segundo escalón de carga (de 2 [A] a 3 [A]): se presentó un comportamiento similar al Punto 1. de este listado. Aunque el parámetro Delta U_{pv} tomó valores negativos, ya que la velocidad del viento bajó a su nivel más bajo durante el experimento, como lo muestra la Fig. 5-24. Esto es clasificado como una operación normal.
3. Sombreado parcial No 1: en este momento ambos parámetros aumentaron significativamente su valor, evidenciando la presencia de una falla en el módulo. El parámetro Delta P alcanzó valores alrededor de -400%, ya que la potencia cayó a valores cercanos a ~8 [W]. Mientras que el parámetro Delta U_{pv} alcanzó valores alrededor de -30%. Esto se interpreta de la siguiente manera: el modelo eléctrico indica que la potencia de salida es menor al valor esperado; y, el modelo térmico indica que el módulo se está enfriando mucho mejor de lo que debería, para la condición de viento imperante, lo que significa que la radiación solar fue bloqueada por algún medio. Esto es catalogado como una operación anormal sin falla.
4. Sombreado parcial No 2: se presentó un comportamiento similar al Punto 3. de este listado, aunque el cambio del parámetro Delta P fue mayor, llegando a niveles alrededor de -650%. Esto es catalogado como una operación anormal sin falla.

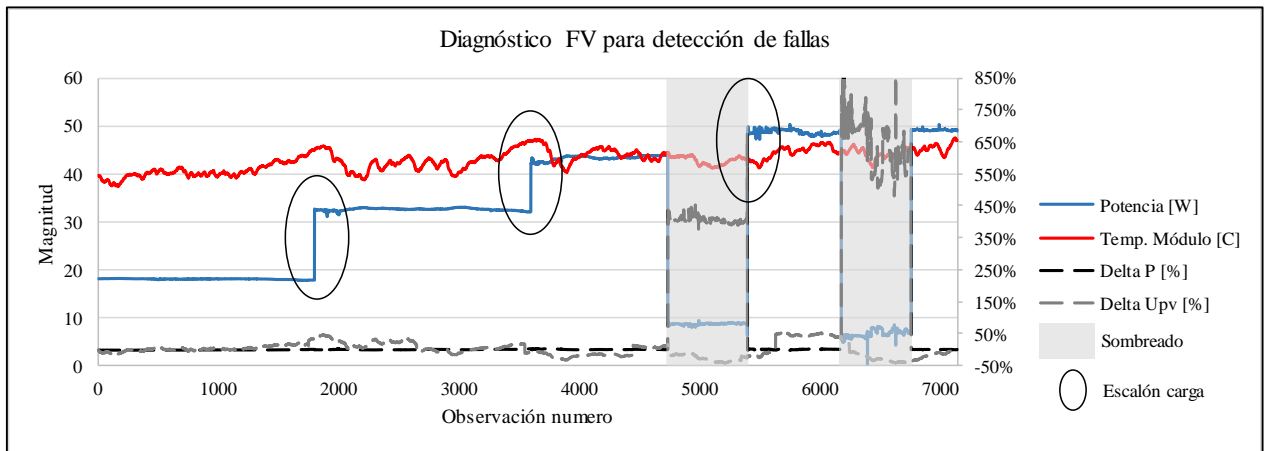


Figura 5-23: Parámetros de diagnóstico del módulo FV para detección de fallas

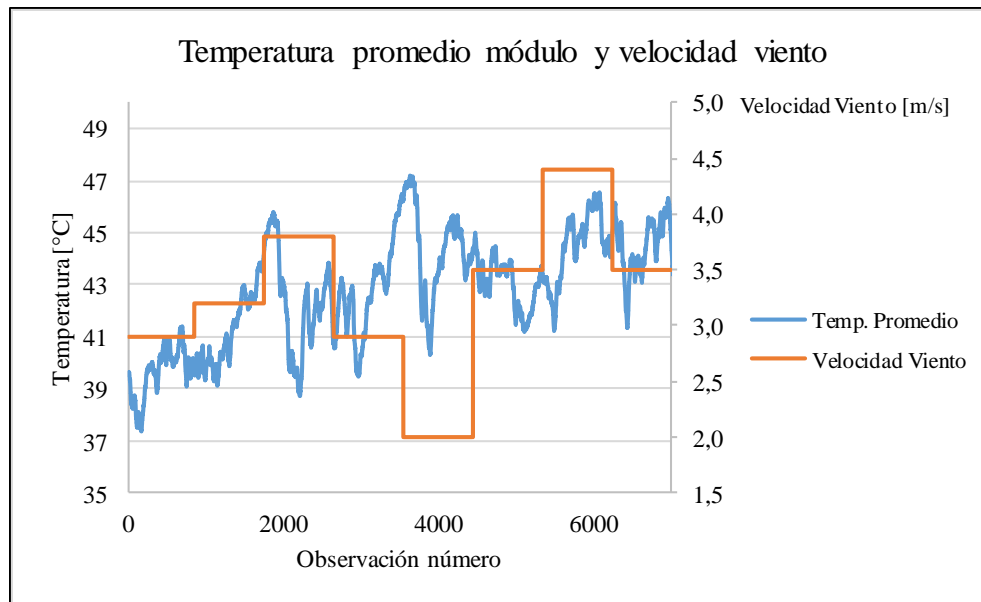


Figura 5-24: Temperatura promedio del módulo y velocidad del viento

Para evaluar con mayor detalle lo sucedido con los parámetros de diagnóstico durante el experimento, se presentan las Figs. 5-25 y 26. En dichas figuras se incluyó cada parámetro en un gráfico de barras, mostrando los límites acordes con los umbrales propuestos en la Sub-sección 4.3.1.3. Al analizar ambas figuras, se puede comprobar que los únicos momentos en que ambos parámetros de diagnóstico se salieron de los umbrales, fueron durante los sombreados parciales.

De la Fig. 5-26, se observa un comportamiento altamente variable del parámetro Delta U_{pv} , el cual se explica por la limitada resolución de los datos registrados para las variables meteorológicas, y la inexistencia de una medida de dispersión de los mismos. Por lo tanto, como parte de los trabajos futuros será la realización de nuevos experimentos con una estación meteorológica que registre datos con mejor resolución.

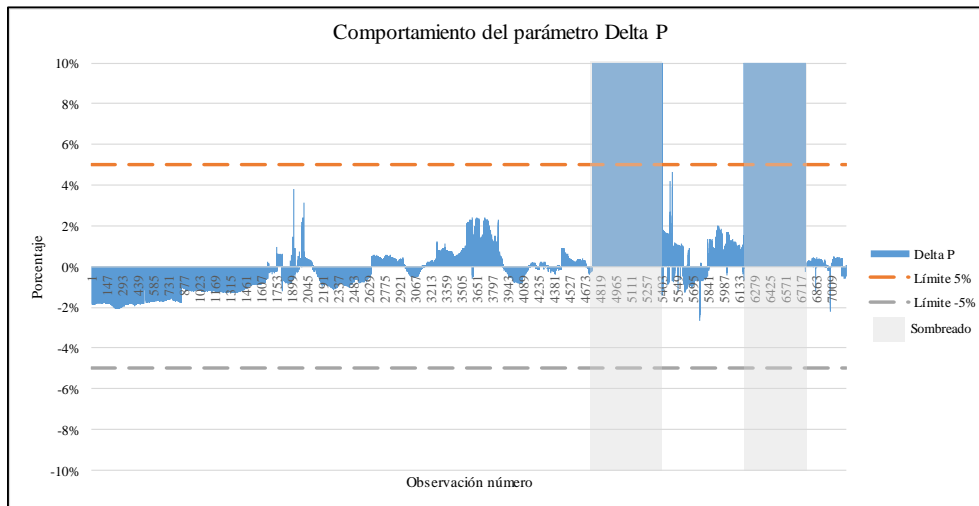


Figura 5-25: Parámetro de diagnóstico Delta P y umbrales

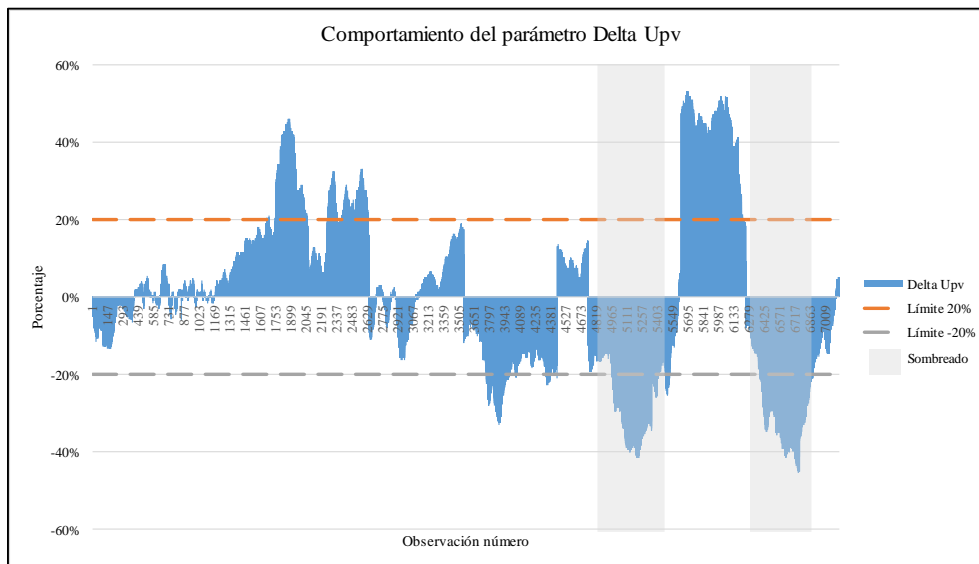


Figura 5-26: Parámetro de diagnóstico Delta U_{pv} y umbrales

5.4 Resumen

En este Capítulo se presentaron dos casos de aplicación para ilustrar la metodología propuesta en el Capítulo 4. El primer caso de estudio fue utilizando datos de operación reales de la micro-red de Huatacondo, ubicada en el Norte de Chile. Con esta micro-red se validó la metodología considerando dos tipos de configuración de la red, estas fueron: radial y en malla. El segundo caso de estudio consistió en aplicar la metodología de diagnóstico de plantas FV a un módulo FV, bajo distintas condiciones de operación. En ambos casos, el objetivo era la comprobación de la respuesta del sistema frente a cambios en las condiciones de operación, ya que el sistema propuesto se debe adecuar a los cambios en la micro-red, cuando éstos se sucedan. Como se esperaba, el objetivo de adaptación a las nuevas condiciones de operación, permitió que el sistema detectara y despejara las fallas provocadas. En el caso de la comprobación del sistema de adaptación robusto, se comparó

sus repuesta con una metodología que aparece recurrentemente en la literatura, basada en la optimización de la sumatoria de los tiempos de operación de los dispositivos de protección. Esta comparación concluyó que la metodología de optimización robusta respondió con un mejor desempeño que la metodología alternativa, demostrando la pertinencia de la propuesta de tesis.

Capítulo 6 Conclusiones y trabajos futuros

Conclusiones

Esta tesis propuso un sistema de protección para micro-redes, para responder frente a las posibles fallas en la red eléctrica interior de la misma. Con este propósito, un enfoque adaptativo y centralizado fue incorporado en el diseño, basado en optimización robusta. La tesis hizo una propuesta de solución desde la conceptualización de las posibles fallas y anomalías que pueden presentarse en una micro-red, y para las cuales el sistema de protección deberá reaccionar adecuadamente. De la revisión de la literatura, la propuesta por un sistema adaptativo, basado en dispositivos de protección con acción combinada, junto con el diagnóstico de unidades RD, surge como un tema de investigación abierto, buscando hacer un aporte a la coordinación de protecciones. Así, la incorporación del método de optimización robusta para la coordinación de protecciones, se establece como un posible enfoque para tratar el tópico de investigación establecido. Se formuló una propuesta por un sistema de protección que incremente la seguridad de la micro-red, y que opere en cualquier tipo y magnitud de corriente de falla, tanto en la zona CA de la red de distribución, como en la zona CC de plantas FV. El sistema de protección adaptativo propuesto contempla únicamente las fallas en el interior de la micro-red, quedando por fuera aquellas que pueden ocurrir en el sistema eléctrico interconectado, y en las instalaciones de los consumidores (para las cuales existen otros desarrollos en la literatura y requerimientos normativos).

Considerando el comportamiento de la micro-red durante las fallas de cortocircuito, tanto en la red de distribución, como en las plantas FV, se propuso un novedoso esquema de protecciones, el cual adopta distintas funciones de protección. En primer lugar, se consideró una estrategia que combina la acción de elementos de sobrecorriente y baja tensión, para la protección de la red de distribución. Sin embargo, dado que, tradicionalmente los sistemas de protección en las redes de distribución se han fundado en el uso de dispositivos de sobrecorriente, no existen métodos de coordinación para el tipo de protección propuesto. Por lo tanto, se diseñó una metodología para el ajuste y coordinación de los nuevos dispositivos, basado en optimización robusta, considerando un conjunto finito de escenarios de falla. En segundo lugar, se propuso un sistema de monitoreo y diagnóstico de plantas FV para la detección de las fallas, el cual opera en paralelo con los nuevos dispositivos de protección. Lo anterior, dado que la inclusión de plantas FV incorpora nuevos modos de fallas en la micro-red, y algunos de los cuales pueden pasar sin ser detectados por los dispositivos convencionales, basados en sobrecorriente.

El sistema de monitoreo y diagnóstico de plantas FV se estableció basado en el modelo electro-térmico de la celda, aplicado a módulos FV de tipo poli-cristalinos. La metodología propuesta permite detectar fallas de manera individual, identificando cuál de los módulos presentes en la planta tiene una condición anómala. Dichas fallas se clasifican según los parámetros de diagnóstico establecidos, en fallas reversibles y permanentes. El sistema tiene la ventaja de que opera junto con los dispositivos convencionales presentes en las plantas FV, y que, además, la información registrada será utilizada como una de las entradas del método de coordinación de protecciones.

Con la información recopilada por el sistema de diagnóstico de plantas FV, junto con los pronósticos de generación renovable y demanda para el próximo paso de optimización del sistema

de manejo de energía, y la topología, se estableció una solución al problema de coordinación de protecciones. La estrategia de optimización robusta se destaca por las siguientes consideraciones:

- Es un sistema adaptativo: ya que se ajusta de acuerdo con las condiciones de operación de la micro-red. El enfoque utilizado es de horizonte deslizante, donde, para cada paso de decisión, se resuelve un problema de optimización robusta.
- Se plantea el problema de forma lineal: dado que los ajustes de los parámetros de corriente y tensión pick-up se establecen al inicio por medio de una regla heurística (usando una regla de uso generalizado en los SEP), se logró establecer el problema de coordinación de protecciones como un problema de optimización lineal.
- La decisión de reajustar los parámetros: para actualizar los parámetros de los dispositivos de protección se toman en cuenta los cambios en las condiciones de la operación de la micro-red (en aquellos que afectan el desempeño del sistema de protección). Para esto, se utilizan distintos parámetros de la micro-red, en especial el cálculo de la carga neta, con el objetivo de mantener los requerimientos de sensibilidad, rapidez y coordinación de protecciones.
- La definición del conjunto de escenarios de falla: la metodología para establecer el conjunto finito de escenarios de falla es novedosa, y es parte de la propuesta de solución del problema de optimización robusta. Se consideraron los siguientes aspectos: los pronósticos de generación renovable y demanda con una banda de confianza, que sirven para establecer tres escenarios de operación; el uso de una expresión para el cálculo de la resistencia de falla máxima esperada; y, el cálculo de las corrientes de cortocircuito en tres puntos de las líneas de distribución de la micro-red.

La forma de plantear la estrategia de optimización robusta permite definir el grupo de parámetros de los dispositivos de protección, acorde a las condiciones de operación de la micro-red. Esto es uno de los aspectos más sobresalientes del trabajo de tesis, ya que la tarea de coordinar dos dispositivos de protección distintos, que actúan por diferente principio de operación, es altamente desafiante. Lo anterior se logró al definir el elemento de baja tensión como dispositivo de respaldo del elemento de sobrecorriente, que operan en el mismo dispositivo de protección.

La validación experimental consistió en dos actividades separadas. En primer lugar, se simuló fallas de cortocircuito en la micro-red de Huatacondo, utilizando datos de operación reales en distintos casos de estudio. En segundo lugar, se realizaron pruebas experimentales en la planta FV del DIE, ubicada en la Universidad de Chile, para probar el método de diagnóstico FV, bajo diferentes condiciones de operación. El desempeño del sistema de protección propuesto alcanzó los resultados esperados, a saber:

- El esquema de protecciones despejó las condiciones anormales evaluadas en los tiempos adecuados, y con la selectividad esperada.
- El método de coordinación de protección se comparó con un método que recurrentemente se utiliza en la literatura, alcanzando mejores resultados que éste último, en cuanto a los requerimientos de sensibilidad, rapidez y coordinación de protecciones.
- El sistema de monitoreo y diagnóstico logró detectar fallas en los módulos FV utilizados, discriminando entre condición normal, de una anormal sin falla.

- El sistema de ajuste de protecciones encontró los parámetros de los dispositivos de protección para cumplir con los requerimientos de sensibilidad, selectividad y rapidez, establecidos para los sistemas de protección.

Trabajos futuros

Del desarrollo de esta tesis surgen una serie de problemas de investigación como temas abiertos, que deberán ser abordados en un futuro. Uno de los cuales se refiere a los problemas de confiabilidad, relacionado a las fallas en el sistema de comunicación, el cual deberá ser sistematizado para asegurar una adecuada operación del sistema de protección en esta condición. Además, las acciones correctivas realizadas por los sistemas de manejo de demanda deberán ser considerados como parte de la metodología, para mejorar el desempeño del sistema de protecciones. En especial, en lo que se refiere a los pronósticos de demanda con la banda de confianza, considerando alguna estrategia de manejo de demanda.

Otro tema para ser investigado en un futuro, tiene que ver con la evaluación más detallada del sistema de monitoreo y diagnóstico de las plantas FV, para evaluar la totalidad de fallas posibles, y encontrar los umbrales para los parámetros de diagnóstico propuestos. Junto con esto, una validación experimental en una planta FV real es imprescindible.

Se abre otro campo de investigación, al formular aspectos económicos en la formulación del problema de optimización robusto, como minimizar la energía no suministrada.

Finalmente, el sistema de protección debe ser probado en una micro-red para validar su aplicación práctica.

Bibliografía

- [1] A. Vaccaro, M. Popov, D. Villacci, and V. Terzija, “An Integrated Framework for Smart Microgrids Modeling, Communication, and Verification,” *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 119–132, 2011.
- [2] C. Lo Prete *et al.*, “Sustainability and reliability assessment of microgrids in a regional electricity market,” *Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 192–202, May 2012.
- [3] R. Lasseter, “MicroGrids,” in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings*, 2002, vol. 1, pp. 305–308.
- [4] A. Llaria, O. Curea, J. Jimenez, and H. Camblong, “Survey on microgrids: Unplanned islanding and related inverter control techniques,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2052–2061, 2011.
- [5] M. Soshinskaya, W. Crijns-Graus, J. Guerrero, and J. Vasquez, “Microgrids: experiences, barriers and success factors,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 659–672, 2014.
- [6] A. Oudalov and A. Fidigatti, “Adaptive network protection in microgrids,” in *International Journal of Distributed Energy Source*, 2009, vol. 4, pp. 1–5.
- [7] M. Costa, R. Saldanha, M. Ravetti, and E. Carrano, “Robust coordination of directional overcurrent relays using a matheuristic algorithm,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 2, pp. 464–474, 2017.
- [8] H. Hooshyar, M. Baran, S. Firouzi, and L. Vanfretti, “PMU-assisted overcurrent protection for distribution feeders employing solid state transformers,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 10, pp. 26–34, 2017.
- [9] H. J. Laaksonen, “Protection principles for future microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 12, pp. 2910–2918, 2010.
- [10] D. Bui, K. Lien, C. Chan, and Y. Chang, “Investigate dynamic and transient characteristics of microgrid operation and develop a fast-scalable-adaptable algorithm for fault protection system,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 120, pp. 214–233, 2015.
- [11] R. Tumilty, R. Patrick, and W. Fardo, “Approaches to network protection for inverter dominated electrical distribution systems,” in *IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives*, 2006, pp. 622–626.
- [12] S. Gopalan, V. Sreeram, and H. Iu, “A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 222–228, Apr. 2014.
- [13] S. Zarei and M. Parniani, “A comprehensive digital protection scheme for low voltage microgrids with inverter-based and conventional distributed generations,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 441–452, 2017.
- [14] S. Teimourzadeh, F. Aminifar, M. Davarpanah, and J. Guerrero, “Macroprotections for microgrids,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 10, no. 3, pp. 6–18, 2016.
- [15] B. Brearley and R. Prabu, “A review on issues and approaches for microgrid protection,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 988–997, 2017.

- [16] S. Brahma, J. Trejo, and J. Stamp, "Insight into microgrid protection," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 2014, pp. 1–6.
- [17] P. M. Anderson, *Power System Protection*. Piscataway, NJ: John Wiley-Interscience, 1999.
- [18] NFPA, *National Electrical Code Handbook*, 12th ed. Quincy, Massachusetts: National Fire Protection Association, 2011.
- [19] H. Laaksonen, D. Ishchenko, and A. Oudalov, "Adaptive protection and microgrid control design for Hailuoto Island," *IEEE PES Gen. Meet. Conf. Expo.*, vol. 5, no. 3, pp. 1486–1493, 2014.
- [20] R. Kamel, M. Alsaffar, and M. Habib, "Novel and simple scheme for microgrid protection by connecting its loads neutral points: a review on microgrid protection techniques," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 931–942, 2016.
- [21] M. Cintuglu, T. Ma, and O. Mohammed, "Protection of autonomous microgrids using agent-based distributed communication," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 351–360, 2017.
- [22] I. Sadeghkhan, M. Esmail, and H. Golshan, "Transient monitoring function – based fault detection for inverter-interfaced microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–11, 2016.
- [23] M. Zamani and T. Sidhu, "A protection strategy and microprocessor-based relay for low-voltage microgrids," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 3, pp. 1873–1883, 2011.
- [24] M. Zamani and T. Sidhu, "Investigations into the control and protection of an existing distribution network to operate as a microgrid: a case study," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 4, pp. 1904–1915, 2014.
- [25] J. Hare, X. Shi, S. Gupta, and A. Bazzi, "A Review of Faults and Fault Diagnosis in Micro-Grids Electrical Energy Infrastructure," in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2014, no. August, pp. 3325–3332.
- [26] M. Akram and S. Lotfifard, "Modeling and Health Monitoring of DC Side of Photovoltaic Array," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. PP, no. 99, pp. 1–9, 2015.
- [27] G. Skrimpas, K. Marhadi, and B. Jensen, "Automatic mechanical fault assessment of small wind energy systems in microgrids using electric signature analysis," in *4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, 2013, pp. 1–5.
- [28] S. Madeti and S. Singh, "A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system," *Sol. Energy*, vol. 158, no. June, pp. 161–185, 2017.
- [29] S. Spataru, D. Sera, T. Kerekes, and R. Teodorescu, "Photovoltaic array condition monitoring based on online regression of performance model," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013 IEEE 39th*, 2013, pp. 815–820.
- [30] U. Orji, "Condition Based Monitoring and Protection in Electrical Distribution Systems," Massachusetts Institute of Technology, 2014.
- [31] E. Craparo, M. Karatas, and D. Singham, "A robust optimization approach to hybrid microgrid operation using ensemble weather forecasts," *Appl. Energy*, vol. 201, pp. 135–

147, 2017.

- [32] F. Albasri, A. Alroomi, and J. Talaq, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using biogeography-based optimization algorithms," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 4, pp. 1810–1820, 2015.
- [33] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, "Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 52–63, 2013.
- [34] T. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1560–1567, Aug. 2012.
- [35] Hongtao Shi, F. Zhuo, H. Yi, F. Wang, D. Zhang, and Z. Geng, "A Novel Real-Time Voltage and Frequency Compensation Strategy for Photovoltaic-Based Microgrid," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 6, pp. 3545–3556, 2015.
- [36] E. Dialynas and N. Hatziargyriou, "Impact of Microgrids on Service Quality," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, 2007, pp. 1–5.
- [37] H. Nikkhajoei and R. H. Lasseter, "Microgrid Protection," in *Power Engineering Society General Meeting IEEE*, 2007, pp. 1–6.
- [38] IEEE, *The Authoritative Dictionary of Standards Terms*. New York, USA: 100, 2004, pp. 1–1363.
- [39] Y. Zhao *et al.*, "Line – Line Fault Analysis and Protection Challenges in Solar Photovoltaic Arrays," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 9, pp. 3784–3795, 2013.
- [40] J. Hare, X. Shi, S. Gupta, and A. Bazzi, "Fault diagnostics in smart micro-grids: a survey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 1114–1124, 2016.
- [41] A. Gómez Exposito, A. Conejo, and C. Cañizares, *Electric Energy Systems Analysis and Operation*, Group, Tay. Boca Raton, FL, 2009.
- [42] IEEE, *Std 551-2006 Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*. USA: IEEE, 2006, p. 314.
- [43] M. Davarifar, A. Rabhi, and A. El Hajjaji, "Comprehensive Modulation and Classification of Faults and Analysis Their Effect in DC Side of Photovoltaic System," *Energy Power Eng.*, vol. 5, no. 4B 2013, pp. 230–236, 2013.
- [44] Y. Hu, B. Gao, X. Song, G. Y. Tian, K. Li, and X. He, "Photovoltaic fault detection using a parameter based model," *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 96–102, Oct. 2013.
- [45] M. Alam, F. Khan, J. Johnson, and J. Flicker, "PV faults: overview, modeling, prevention and detection techniques," in *Workshop on Control and Modeling for Power Electronics*, 2013, pp. 1–7.
- [46] A. Vezzini, "Lithium-ion battery management," in *Lithium-Ion Batteries*, First Edit., Elsevier, Ed. Switzerland, 2014, pp. 345–360.
- [47] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, First Edit. United Kingdom, 2009.

- [48] L. Fusheng, L. Ruisheng, and Z. Fengquan, *Microgrid Technology and Engineering Application*. Oxford, UK, 2014.
- [49] A. Memon and K. Kauhaniemi, “A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 129, pp. 23–31, 2015.
- [50] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and control*, First Edit. United Kingdom: IEEE, 2014.
- [51] T. Boutsika and S. Papathanassiou, “Short-circuit calculations in networks with distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 7, pp. 1181–1191, 2008.
- [52] K. Saleh and H. Zeineldin, “A Three-Phase Fault Currents Calculation Method Used For Protection Coordination Analysis,” in *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 2014, pp. 1–5.
- [53] E. Casagrande, W. Woon, H. Zeineldin, and D. Svetinovic, “A differential sequence component protection scheme for microgrids with inverter-based distributed generators,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 29–37, 2014.
- [54] DIgSILENT, *User Manual PowerFactory 15*, 2015th ed. Gomarigen, Germany: DIgSILENT GmbH, 2015.
- [55] IEEE, *Guide for Design , Operation , and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*. New York, USA: 1547.4, 2011, pp. 1–54.
- [56] T. Wijnhoven, J. Tant, and G. Deconinck, “Inverter Modelling Techniques for Protection Studies,” in *3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2012, pp. 187–194.
- [57] T. Neumann and I. Erlich, “Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant,” in *8th Power Plant & Power System Control Symposium*, 2012, p. 6.
- [58] M. Behnke and A. Ellis, “Contribution of Photovoltaic Power Generation Systems to AC Short Circuits – a Survey of Current Modeling Practices and Challenges,” in *39th Photovoltaic Specialists Conference*, 2013, pp. 3128–3133.
- [59] S. Boljevic and M. Conlon, “The contribution to distribution network shortcircuit current level from the connection of distributed generation,” in *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2008, pp. 1–6.
- [60] S. Sharkn, M. Abusara, G. Orfanoudakis, and B. Hussain, *Power Electronic Converters for Microgrids*. Singapore: John Wiley and Sons, 2014.
- [61] X. Wang, J. Qi, and Y. Hou, “Studies on Fault Analysis and Protection Configuration Schemes in an Isolated Micro-grid,” in *IEEE PES General Meeting*, 2014, pp. 1–5.
- [62] IEEE, *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. New York: 1159, 1995, pp. 1–76.
- [63] IEEE PES, “Distribution test feeders,” *37-bus Feeder*, 2000. [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. [Accessed: 23-Aug-2017].
- [64] L. Wehenkel, “Machine Learning Approaches to Power System Security Assessment,” *IEEE Expert*, vol. 12, no. 5, pp. 60–72, 1997.

- [65] A. Salam, A. Mohamed, and M. Hannan, "Technical Challenges on Microgrids," *ARN J. Eng. Appl. Sci.*, vol. 3, no. 6, pp. 64–69, 2008.
- [66] P. Mendoza and G. Jimenez, "Clase 1: Redes de distribución y sus características." Universidad de Chile, Santiago, Chile, pp. 1–18, 2015.
- [67] CNE, *Norma tecnica de seguridad y calidad de servicio*. Santiago, Chile: Gobierno de Chile, 2009, p. 131.
- [68] M. Hussain, I. Musirin, and A. Abidin, "Computational intelligence based technique in optimal overcurrent relay coordination: a review," *Int. J. Eng. Sci.*, vol. 2, no. 1, pp. 1–9, 2013.
- [69] IEEE, *Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*, no. November. New York, USA: 1547.3, 2007, p. 158.
- [70] R. Mohammad, A. Kalam, and R. Akella, "A cost-effective early warning system for improving the reliability of power systems," in *Proceedings - Annual Reliability and Maintainability Symposium*, 2013, pp. 1–6.
- [71] I. Haq, E. Leksono, M. Iqbal, F. Soelami, and D. Kurniadi, "Development of battery management system for cell monitoring and protection," in *IEEE International Conference on Electrical Engineering and Computer Science*, 2014, no. November, pp. 203–208.
- [72] S. Beheshtaein, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Protection of AC and DC Microgrids: Challenges , Solutions and Future Trends," in *141th Industrial Electronics Society Annual Conference*, 2015, pp. 5253–5260.
- [73] S. Mirsaedi, D. Mat Said, M. Wazir Mustafa, M. Hafiz Habibuddin, and K. Ghaffari, "An analytical literature review of the available techniques for the protection of micro-grids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 58, pp. 300–306, 2014.
- [74] G. Buigues, A. Dy, V. Valverde, I. Zamora, and E. Fernández, "Microgrid Protection: Technical challenges and existing techniques Key words in for," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 2013, no. 11, pp. 1–6.
- [75] C. Lin, S. Chen, J. Chen, and C. Kuo, "Using Sprott Chaos Synchronization-Based Voltage Relays for Protection of Microdistribution Systems Against Faults," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 4, pp. 2093–2102, 2013.
- [76] K. Saleh, H. Zeineldin, and E. El-saadany, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a New Time – Current – Voltage Characteristic," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 2, pp. 537–544, 2015.
- [77] D. Bui, S. Chen, K. Lien, and J. Jiang, "A generalised fault protection structure for ungrounded low-voltage AC microgrids," in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia*, 2015, pp. 1–6.
- [78] A. Haron, A. Mohamed, and H. Shareef, "Coordination of overcurrent, directional and differential relays for the protection of microgrid system," *Procedia Eng.*, vol. 11, no. Iceei, pp. 366–373, 2013.
- [79] H. Elrafie and M. Irving, "Linear programming for directional overcurrent relay coordination in interconnected power systems with constraint relaxation," *Electr. Power*

Syst. Res., vol. 27, pp. 209–216, 1993.

- [80] F. Bambozzi, “Algoritmo de otimização híbrido para a coordenação de relés direcionais de sobrecorrente em um sistema elétrico malhado,” Universidade de São Paulo, 2014.
- [81] A. Urdaneta, R. Nadira, and L. Jimenez, “Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, 1988.
- [82] V. Papaspiliotopoulos, T. Kurashvili, and G. Korres, “Optimal coordination of directional overcurrent relays for distribution systems with distributed generation based on a hybrid PSO-LP algorithm,” in *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission Distribution and Energy Conversion*, 2014, pp. 1–6.
- [83] G. Energy, “F35 Multiple Feeder Protection System - Instruction Manual.” GE, Markham, Ontario, p. 590, 2013.
- [84] D. Saha, A. Datta, and P. Das, “Optimal coordination of directional overcurrent relays in power systems using symbiotic organism search optimisation technique,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 11, pp. 2681–2688, 2016.
- [85] T. Amraee, “Coordination of directional overcurrent relays using seeker algorithm,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 3, pp. 1415–1422, 2012.
- [86] A. Triki-lahiani, A. Abdelghani, and I. Slama-belkhodja, “Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations: a review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. February, pp. 2680–2692, 2018.
- [87] J. Pietersma, A. Gemund, and B. André, “A model-based approach to sequential fault diagnosis,” *IEEE Instrum. Meas. Mag.*, vol. 10, no. 46–52, 2007.
- [88] M. Alam, F. Khan, J. Johnson, and J. Flicker, “A Comprehensive Review of Catastrophic Faults in Mitigation Techniques,” *IEEE J. PHOTOVOLTAICS*, vol. 5, no. 3, pp. 982–997, 2015.
- [89] S. Firth, K. Lomas, and S. Rees, “A simple model of PV system performance and its use in fault detection,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 4, pp. 624–635, 2010.
- [90] C. Gros, *Complex and adaptive dynamical systems*, Second., vol. 53. Frankfurt Germany: Springer Berlin Heidelberg, 2011.
- [91] Working Group on Centralized Substation, “Advancements in Centralized Protection and Control within a Substation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 4, pp. 1945–1952, 2016.
- [92] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the art in research on microgrids: a review,” *IEEE Access*, vol. 3, no. June, pp. 890–925, 2015.
- [93] J. Ma *et al.*, “Simple Computational Method of Predicting Electrical Characteristics in Solar Cells,” *Elektron. IR*, vol. 20, no. 1, pp. 41–44, 2014.
- [94] A. a El Tayyan, “PV system behavior based on datasheet,” *J. Electron Devices*, vol. 9, pp. 335–341, 2012.
- [95] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. a. Ndiaye, and V. Sambou, “Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review,” *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 140–151,

Oct. 2013.

- [96] J. Bastidas, G. Petrone, C. Ramos, and G. Spagnuolo, “Photovoltaic modules diagnostic: an overview,” in *Annual Conference of the Industrial Electronics Society*, 2013, pp. 96–101.
- [97] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, “Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 553–567, 2006.
- [98] E. Orduña, F. Garcés, and E. Handschin, “Algorithmic-Knowledge-Based Adaptive Coordination in Transmission Protection,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 1, pp. 61–65, 2003.
- [99] C. So and K. Li, “Time Coordination Method for Power System Protection by Evolutionary Algorithm,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 36, no. 5, pp. 1235–1240, 2000.
- [100] J. Gers and E. Holmes, *Protection of electricity distribution networks*, 3er ed. United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2011.
- [101] F. Valencia, D. Sáez, J. Collado, F. Ávila, A. Marquez, and J. Espinosa, “Robust energy management system based on interval fuzzy models,” *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 24, no. 1, pp. 140–157, 2016.
- [102] B. Wang, X. Xia, H. Meng, and T. Li, “Bad-scenario-set robust optimization framework with two objectives for uncertain scheduling systems,” *IEEE/CAA J. Autom. Sin.*, vol. 4, no. 1, pp. 143–153, 2017.
- [103] S. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex optimization*. Cambridge, UK, 2004.
- [104] R. Palma-Behnke *et al.*, “A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 1–11, 2012.
- [105] K. Zaman and S. Kritee, “An optimization-based approach to calculate confidence interval on mean value with interval data,” *J. Optim.*, pp. 1–8, 2014.
- [106] B. Petiau, “Confidence interval estimation for short-term load forecasting,” in *Bucharest Power Tech Conference*, 2009, pp. 1–6.
- [107] C. Guan, P. Luh, and W. Cao, “Short-term wind generation forecasting and confidence interval estimation based on neural networks trained by extended Kalman particle filter,” in *8th World Congress on Intelligent Control and Automation*, 2011, pp. 1–7.
- [108] H. Nouri, V. Terzija, and C. Rade, “Improved fault analysis method based on a new arc resistance formula,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 1, pp. 120–126, 2011.
- [109] C. Alvial, N. Garrido, G. Jiménez, L. Reyes, and R. Palma, “A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 15, no. 3, pp. 314–323, Sep. 2011.
- [110] O. Núñez, F. Valencia, R. Palma, G. Jiménez, and J. Cotos, “Microgrids protection schemes (esquemas de protección para micro-redes),” in *IEEE Chilecon Conference*, 2015, pp. 1–6.
- [111] FICO, *Xpress-optimizer reference manual*, Release 20., no. June. Warwickshire, UK, 2009.
- [112] O. Nuñez, R. Palma, F. Valencia, P. Mendoza, and G. Jimenez, “Adaptive protection system for microgrids based on a robust optimization strategy,” *Energies*, vol. 11, no. 2, pp. 1–16,

2018.

- [113] S. Gururajapathy, H. Mokhlis, and H. Illias, “Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. February, pp. 949–958, 2017.
- [114] J. Bany and J. Appelbaum, “The effect of shading on the design of a field of solar collectors,” *Sol. Cells*, vol. 20, no. 3, pp. 201–228, 1987.
- [115] S. Chatterjee and A. Hadi, *Regression analysis by example*, Fourth. New Jersey, USA: Wiley, 2006.
- [116] H. Tsai and H. Tsai, “Implementation and verification of integrated thermal and electrical models for commercial PV modules,” *Sol. Energy*, vol. 86, pp. 654–665, 2012.
- [117] J. Taylor, *An introduction to error analysis*, Second. Sausalito, USA: Books, University Science, 1997.

Capítulo 7 Anexos

7.1 Anexo A – Productos de la tesis

7.1.1 Artículos ISI publicados en el período 2015-2018

1. Artículo publicado: O. Núñez-Mata, R. Palma-Behnke, F. Valencia, P. Mendoza-Araya, and G. Jimenez-Estévez, “Adaptive protection system for microgrids based on a robust optimization strategy,” *Energies*, vol. 11, no. 2, pp. 1–16, 2018.

Seleccionado por el editor de la revista como un “*Feature Paper*”, lo que implica su participación al certamen de mejor artículo del 2018.

7.1.2 Artículos ISI enviados en el año 2018

1. Artículo enviado: O. Núñez-Mata, A. Urrutia-Molina, R. Palma-Behnke, F. Valencia, G. Jiménez-Estévez, P. Mendoza-Araya, “Coupling an adaptive protection system with an energy management system for microgrids”, *Applied Energy UNiLAB, Special Issue on "Distributed Energy & Microgrids-DEM2018"*, pp. 1-21, enviado el 30 abril 2018, decisión final el 31 agosto 2018.

7.1.3 Conferencias y posters publicados en el período 2015-2018

1. Presentación de poster en el Workshop “Avances y perspectivas de la generación fotovoltaica y almacenamiento de la energía solar”, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, marzo 2017, Valparaíso, Chile: O. Núñez, R. Palma, F. Valencia, P. Mendoza, J. Cotos, “Integrated Protection and Monitoring System for Safe Operation of Isolated Microgrids”.
2. Presentación en el VI Encuentro de Investigación de Estudiantes de Postgrado, Universidad del Bío-Bío, noviembre 2017, Concepción, Chile: O. Núñez, P. González, P. Mendoza, G. Jiménez, “Development of a power system protection laboratory for the study of overcurrent and under voltage functions”.
3. Presentación en el IEEE CHILECON, octubre 2017, Pucón, Chile: O. Núñez, P. González, P. Mendoza, G. Jiménez, “Development of a power system protection laboratory for the study of overcurrent and under voltage functions”.
4. Presentación en el Foro Solar ENERSOL, organizado por SERC y Editec, octubre 2017, Antofagasta, Chile: O. Núñez, R. Palma, F. Valencia, P. Mendoza, “Metodología para coordinación óptima de protecciones en micro-redes aisladas”.

5. Presentación y poster en IEEE PES General Meeting, julio 2017 (*Best Conference Paper Sessions*), Chicago, EE.UU.: O. Núñez, R. Palma, F. Valencia, P. Mendoza, J. Cotos, “Integrated protection and monitoring system for safe operation of isolated microgrids”.
6. Presentación en el Foro Solar ENERSOL, organizado por SERC y Editec, octubre 2016, Antofagasta, Chile: O. Núñez, R. Palma, F. Valencia, P. Mendoza, G. Jiménez, N. López, “Sistema de monitoreo y diagnóstico de plantas FV para sistemas de protección en micro-redes”.
7. Presentación en el IEEE CHILECON, septiembre 2015, Santiago, Chile: O. Núñez, F. Valencia, P. Mendoza, R. Palma, G. Jiménez, J. Cotos, “Microgrids protection schemes”.
8. Symposium on Microgrids, Aalborg, Denmark, agosto 2015:
 - a. Exposición del Poster: O. Núñez, F. Valencia (presentador), P. Mendoza, R. Palma, G. Jiménez, J. Cotos, “Model-based adaptive protection scheme for isolated microgrids”.
 - b. Presentación en plenaria: F. Valencia (expositor), O. Núñez, P. Mendoza, R. Palma, G. Jiménez, “Resilience and protection schemes in isolated microgrids”.

7.1.4 Otras actividades de difusión en el período 2015-2018

1. Charla impartida en la Universidad de Antofagasta, Departamento de Ingeniería Eléctrica, organizada por la Sección IEEE-PES/U. de Antofagasta, octubre 2017, Antofagasta, Chile: “Metodología para coordinación óptima de protecciones en micro-redes aisladas”.
2. Diseño y desarrollo de una experiencia de laboratorio para el estudio de protecciones, curso EL7045 - Micro-redes y Generación Distribuida, del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, semestre otoño 2017: O. Núñez, P. Gonzalez, P. Mendoza, G. Jiménez, “Laboratorio de Protecciones para Micro-redes”.
3. Diseño y montaje de un sistema de protección para el Laboratorio de Energía, DIE, Universidad de Chile. 2016-2017. Santiago, Chile.
4. Charla impartida en la Universidad de Antofagasta, Departamento de Ingeniería Eléctrica, organizada por la Sección IEEE-PES/U. de Antofagasta, octubre 2016, Antofagasta, Chile: “Sistemas de protección para micro-redes // Enfoque hacia micro-redes aisladas- “.

7.2 Anexo B – Ecuación de balance de energía

Una situación bien conocida es que la mayoría de la radiación solar absorbida por un módulo FV no es convertida en electricidad, sino que contribuye al incremento de su elevación de temperatura [97]. Esto ha llevado a investigar distintos modelos de comportamiento electro-térmico de los módulos FV, relacionando el efecto de los parámetros meteorológicos sobre la temperatura del módulo T_m y la eficiencia eléctrica η .

La temperatura del módulo tiene una influencia sobre la curva Corriente-Tensión del módulo, y consecuentemente en su eficiencia. Una manera común de determinar la temperatura de la celda FV consiste en usar la temperatura de celda en condición normal (NOCT, por las siglas en inglés de normal operating cell temperature) [116]. El valor de este parámetro es suministrado por el fabricante del módulo. T_m es influenciada por la temperatura ambiente T_a y de la radiación solar G , de acuerdo con la Ecuación (B-1):

$$T_m = T_a + (NOCT - 20^\circ\text{C}) \frac{G}{800} \quad (\text{B-1})$$

Con la Ecuación (B-1), se estima la temperatura de una celda FV, la cual es parte de la ecuación de balance de energía.

El balance de energía en un módulo FV ha sido formulado usando los siguientes supuestos:

- Se desprecian las diferencias de temperatura entre las celdas FV y el cobertor vidrio del módulo.
- Se considera que la temperatura es uniforme en la totalidad del módulo.
- Se consideran despreciables los intercambios radiativos.

La ecuación de balance de energía considera que, para una radiación solar G , la parte que atraviesa el vidrio es τG , donde τ es la transmitancia del material de cubierta para la radiación directa y difusa. Además, la parte absorbida por las celdas FV es $\alpha\tau G$, con α denominado coeficiente de absorción de las celdas. La ecuación de balance de energía para un módulo con área de superficie A_m es de la forma:

$$\alpha\tau G = \eta G + U_{pv} A_m (T_m - T_a) \quad (\text{B-2})$$

La conversión de energía es la siguiente:

- La potencia eléctrica producida por el módulo es: ηG
- Las pérdidas térmicas del módulo con el entorno son: $U_{pv} A_m (T_m - T_a)$

Distintos autores proponen correlaciones para el cálculo del coeficiente de intercambio de calor U_{pv} en función de la velocidad del viento v en [m/s], obtenidas de manera experimental. Esto significa que el coeficiente de transferencia de calor de la superficie convectiva depende fuertemente de la dirección del viento, y si la superficie del módulo está sobre barlovento o sotavento. El U_{pv} se expresa como [97]:

$$U_{pv} = 11.64 + 8.14 \cdot v \quad (\text{B-3})$$

En primer lugar, el factor 11.64 se denomina como coeficiente de convección libre, que en caso de velocidad de viento con magnitud cero (sin viento), sería en el encargado de desplazar el

calor generador por el módulo al ambiente. En segundo lugar, el factor 8.14 se conoce como coeficiente de convección forzada, por su dependencia con la velocidad del viento [116].

La Ecuación (B-3) aplica a módulos FV de tipo poli-cristalinos, y considera el efecto de la superficie total del módulo, incluyendo ambas caras, pero despreciando las superficies laterales. El U_{pv} se expresa en unidades $[W m^{-2} °C^{-1}]$.

7.3 Anexo C – Cálculo de la propagación del error de medida

Todas las mediciones son sujetas a alguna incertidumbre, aunque sean realizadas siguiendo los mayores cuidados y procedimientos recomendados por parte del investigador. El análisis de error es el estudio y evaluación de las incertidumbres, y sus dos principales funciones son: i) permitir al investigador estimar cuán grande son las incertidumbres; y, ii) ayudarlo a reducirlas cuando sea necesario [117]. El análisis de la incertidumbre, o error, es una parte vital de cualquier experimento, y por lo tanto se presenta en este anexo.

Error en una medición científica significa la inevitable incertidumbre que acompaña todas las mediciones. Por lo tanto, el error no es un descuido, y no es posible eliminarlo, aunque se tomen los mayores resguardos durante el experimento. Lo razonable es asegurar que los errores sean lo más pequeños posibles y tener una confiable estimación de cuán grandes son.

Los resultados de las mediciones utilizan la mejor estimación de la variable medida, denominada x_{mejor} , y el rango dentro del cual se confía que la variable se encuentra, o δx . En general, el resultado de cualquier medición de una variable x se establece siguiendo la Ecuación (C-1):

$$(Valor\ medido\ de\ x) = x_{mejor} \pm \delta x \quad (C-1)$$

El término δx se conoce como error, incertidumbre, o margen de error. Por conveniencia, δx siempre se define como una cantidad positiva, así que $(x_{mejor} + \delta x)$ es siempre el valor más alto probable de la variable medida, y $(x_{mejor} - \delta x)$ el más bajo.

Las siguientes son una serie de reglas que tienen que ver con el manejo de la incertidumbre, y su estimación en cálculos realizados con las variables medidas [117]:

- 1) Sobre el manejo de las cifras significativas en las mediciones: la incertidumbre experimental normalmente se redondea a una cifra significativa. En trabajos de alta precisión, la incertidumbre es establecida algunas veces en dos cifras significativas.
- 2) Sobre el redondeo de las variables medidas: la última cifra significativa en cualquier respuesta de una variable debería ser del mismo orden de magnitud de la incertidumbre.
- 3) La mejor estimación e incertidumbre para la diferencia de variables medidas: si dos variables x y y son medidas con una incertidumbre δx y δy , respectivamente, y si las variables son usadas para calcular la diferencia $q = x - y$, la incertidumbre de q se calcula como:

$$\delta q \approx \delta x + \delta y \quad (C-2)$$

- 4) La mejor estimación e incertidumbre para el cociente de variables medidas: si dos variables x y y son medidas con una incertidumbre δx y δy , respectivamente, y si las variables son usadas para calcular el cociente $q = x/y$, la incertidumbre de q se calcula como:

$$\frac{\delta q}{|q|} \approx \frac{\delta x}{|x|} + \frac{\delta y}{|y|} \quad (C-3)$$

- 5) La mejor estimación e incertidumbre para la multiplicación de variables medidas: si dos variables x y y son medidas con una incertidumbre δx y δy , respectivamente, y si las

variables son usadas para calcular la multiplicación $q = x \cdot y$, la incertidumbre de q se calcula como:

$$\frac{\delta q}{|q|} \approx \frac{\delta x}{|x|} + \frac{\delta y}{|y|} \quad (\text{C-4})$$

- 6) Cantidad medida con un número exacto: si una variable x es medida con una incertidumbre δx , y es usada para calcular el producto $q = B \cdot x$, donde B no tiene incertidumbre, entonces, la incertidumbre de q se calcula como:

$$\delta q = |B| \cdot \delta x \quad (\text{C-5})$$