



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

METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO DE CONTROLADORES
DISTRIBUIDOS EN MICRO REDES, FRENTE A FALLAS EN LÍNEAS DE
COMUNICACIÓN

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ESTEBAN MARCELO JOFRÉ ORTEGA

PROFESOR GUÍA:
MARCOS ORCHARD CONCHA
PROFESORA CO-GUÍA :
DORIS SÁEZ HUEICHAPAN

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CÉSAR AZURDIA MEZA
CARLOS MUÑOZ POBLETE

SANTIAGO DE CHILE

2020

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO Y AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: ESTEBAN MARCELO JOFRÉ ORTEGA
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: MARCOS ORCHARD CONCHA
PROF. CO-GUÍA: DORIS SÁEZ HUEICHAPAN

METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO DE CONTROLADORES DISTRIBUIDOS EN MICRO REDES, FRENTE A FALLAS EN LÍNEAS DE COMUNICACIÓN

Las redes eléctricas modernas, como las micro redes, presentan una interdependencia con la red de comunicaciones de sus controladores, en consecuencia, perturbaciones en ésta, repercuten en su funcionamiento. Además, una función deseable de estos, es el *Reactive Power Sharing*, sin embargo, no puede lograrse junto con la regulación de tensión, formándose un compromiso entre ambos. Encima, este comportamiento es afectado por la demanda eléctrica y la potencia inyectada por generadores no despachables, intrínsecamente estocásticos. Entonces, para evaluar el desempeño de un controlador, es necesario considerar las perturbaciones y la variabilidad mencionada.

Este estudio propone una metodología basada en simulaciones para evaluar controladores secundarios distribuidos durante la pérdida de comunicación de líneas de comunicación, considerando el efecto del *Reactive Power Sharing*. Además, se utiliza *Probably Approximately Correct Computation* en combinación con medidas de la información para determinar informadamente un número de simulaciones suficientes que aseguren un máximo error incurrido en la representación de la incertidumbre.

Finalmente, se probó la metodología evaluando el desempeño del controlador DAPI en una micro red sintética, donde se observó que la aparición de problemas de tensión depende la línea de comunicación que falla y del nivel de demanda y radiación solar al momento de ésta.

A mi familia y seres amados.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	4
1.3. Objetivos	5
1.4. Estructura del documento	5
2. Marco Teórico	6
2.1. Agrupación por K-Means	6
2.2. Estimación de Densidad de Kernel	7
2.2.1. Observaciones con peso	7
2.2.2. Método de reflexión	7
2.3. Muestreo de Importancia	7
2.3.1. Muestreo de Importancia y Estimación de Densidad de Kernels	8
2.4. Medidas de Información	8
2.4.1. Entropía	9
2.4.2. Divergencia de Kullback-Leibler	9
2.4.3. Divergencia de Jensen-Shannon	9
2.5. Cómputo Probablemente Aproximadamente Correcto	9
2.6. Control Proporcional-Integral de Promedio Distribuido	11
2.6.1. Promedio Distribuido	11
2.6.2. Control DAPI de Frecuencia	11
2.6.3. Control DAPI de Tensión	12
2.6.4. Falla en Línea de Comunicación	13
3. Metodología para Evaluar el Desempeño de Controladores Distribuidos de Micro redes Durante la Falla de una Línea de Comunicación	14
3.1. Modelo estocástico	15
3.2. Muestreo de escenarios	17
3.3. Índices de desempeño	21
3.4. Discusión	25
4. Caso de estudio: Evaluación del controlador secundario de tensión distribuido en una micro red sintética	26
4.1. Caso de estudio	26
4.2. Modelo estocástico	30
4.3. Muestreo de escenarios	33

4.4. Índices de desempeño	36
5. Conclusión	42
6. Glosario	44
6.1. Acrónimos	44
6.2. Variables	44
7. Bibliografía	46

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años, las redes eléctricas inteligentes y las micro redes han tomado la atención de la comunidad científica debido a los diferentes beneficios que pueden otorgar, como por ejemplo, la facilitación de la integración de recursos renovables distribuidos, reducción de pérdidas en las redes, electrificación de zonas aislada, mejorar confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, reducción de emisiones, entre otros [1, 2, 3].

Una de las principales características de las micro redes es que integran diferentes tipos de recursos energéticos distribuidos, como pueden ser baterías, generadores fotovoltaicos, pequeños grupos electrógenos, etc. los cuales están encargados de suministrar la demanda eléctrica de la micro red coordinadamente, manteniendo los niveles de tensión y frecuencia dentro del rango de operación admisible. Generalmente, esta coordinación se obtiene a través de un esquema de control jerárquico, el cual se divide en tres niveles: (i) el control primario, que se encarga de mantener el balance entre demanda y generación, estabilizando la tensión y la frecuencia de la red; (ii) el control secundario, que tiene como función principal rectificar el error en estado estacionario provocado por el control primario, trabajando en una escala temporal más lenta; y (iii) el control terciario, el cual se encarga de optimizar la operación de la micro red, trabajando en una escala temporal de decenas de minutos [4, 5].

El esquema de control jerarquizado es originado en el control de redes eléctricas de gran tamaño, donde generalmente el control secundario y terciario son implementados de forma centralizada, sin embargo, las técnicas de control distribuido han mostrado ser más adecuadas en el contexto de micro redes, principalmente debido a las siguientes razones: (i) debido a que el control distribuido es más confiable, ya que si falla el computador central de un controlador centralizado, falla todo el sistema; además, (ii) un esquema centralizado necesita de una red de comunicaciones densa, en general con topología de tipo estrella, ya que es necesario recopilar la información de la red en el computador central, por otro lado, en un esquema distribuido sólo se necesita que las unidades que controlan el sistema estén conectadas a sus vecinos más cercanos; (iii) y que las arquitecturas de control distribuido son más flexibles, ya que al modificarse la red, por ejemplo, al agregar nuevos consumo, líneas o una unidad generadora, es más simple resintonizar el controlador o incluso en ocasiones no es necesario

hacerlo, lo que permiten que la red sea escalable [6, 7]. Por lo que en la comunidad científica se han propuesto métodos de control distribuido basados en diferentes técnicas, por ejemplo, controladores MPC distribuidos, sistemas multi-agente, controladores basados en consenso, entre otras [8, 9].

Una de las funciones más deseables en el control de micro redes, es que, mientras se mantiene los niveles de tensión y frecuencia balanceando la demanda y generación, la carga sea distribuida de forma justa entre los generadores distribuidos (en inglés llamado *Power Sharing*), debido a que una mala distribución de carga puede resultar la circulación de grandes flujos de potencia por la red, puede causar la sobrecarga de generadores distribuidos (DG), e incluso en casos severos, puede amenazar la estabilidad de la red, provocando el accionamiento de protecciones y cortes de suministro, lo que se puede ver reflejado en una operación subóptima de la red y pérdidas económicas [10, 11, 12, 13]. Sin embargo, la regulación de tensión y la distribución de potencia reactiva no pueden ser alcanzadas a la vez, ya que la tensión es una variable local de cada barra de una red eléctrica, la cual depende, entre otros factores, de los flujos de potencia y la impedancia de las líneas, por lo que si se impone mantener una regulación de tensión en todos los DGs, no se puede asegurar que estos estén distribuyendo su carga y viceversa [14].

Si bien es cierto que la incorporación de controladores sofisticados permite explotar de mejor manera el potencial de las funcionalidades de las micro redes, esto depende de la existencia de una red de comunicaciones que adquiera y transmita la información necesaria para asegurar el correcto funcionamiento de los controladores. Sin embargo, debido a esta interdependencia, perturbaciones en la red de comunicaciones pueden desencadenar problemas en la red eléctrica, como por ejemplo, mal funcionamiento de protecciones, desestabilización de los controladores que regulan la tensión y/o la frecuencia o incluso desencadenar fallos en cascada, por lo que dichas perturbaciones deben ser consideradas en la hora de evaluar el desempeño de los controladores de una micro red [15, 16, 17].

Existen diferentes tipos de perturbaciones o imperfecciones de la red de comunicaciones que pueden afectar el funcionamiento del control de una micro red, por ejemplo, el ancho de banda del canal, ruido, retardos en la señal, pérdida de paquetes, interferencia, entre otros [18, 19, 20]. En particular, este trabajo estudia el efecto que tiene la pérdida de comunicación entre dos nodos de la red que estaban previamente conectados, lo cual también puede verse como un cambio inesperado en la topología de la red de comunicaciones, en lo sucesivo llamaremos a este tipo de perturbaciones una falla en la línea de comunicación. Este tipo de fallas puede ser provocada por diversas razones, entre las cuales podemos encontrar, eventos meteorológicos, fallas de componentes de la red de comunicación, errores humanos o ataques cibernéticos [21, 22].

En la literatura se pueden encontrar diversos trabajos enfocados en la evaluación del desempeño de controladores de micro redes frente a fallas en las líneas de comunicación, por ejemplo en [23] se propone un control secundario centralizado de frecuencia de una micro red y se hace un análisis de estabilidad frente a un ataque de negación de servicio (*denial of service attack*), modelado como la pérdida de una línea de comunicación aleatoriamente. En [24] se propone un control secundario distribuido basado en consenso y se muestra, mediante un análisis de estabilidad, que es capaz de mantener la tensión y la frecuencia frente a cambios

en la topología de su red de comunicación, siempre y cuando ésta se mantenga conectada, sin embargo, no se considera una distribución de potencia reactiva entre los generadores. En [25] se hace un análisis de estado estacionario de un control basado en consenso frente a un ataque de negación de servicio que cambia la topología de la red de comunicaciones, pero en este caso tampoco se considera el efecto de la distribución de carga reactiva. En [26], se propone un controlador centralizado de frecuencia y de distribución de carga, el cual, mediante un cambio en su estrategia de control, es capaz de superar fallas en las líneas de comunicación, sin embargo, no se considera el control de tensión. En [27], se presenta un análisis de estabilidad de un controlador de frecuencia basado en consenso, frente a particiones en la red eléctrica y en su red de comunicaciones, mostrando que ésta última puede llevar a escenarios de inestabilidad del control, sin embargo no estudian el control de tensión. En [28], se propone un esquema de control robusto de tensión y frecuencia y que considera distribución de carga activa, además, hacen un análisis de estabilidad y lo prueban en una simulación frente a diferentes fallas en sus líneas de comunicación, sin embargo, los autores proponen como trabajo futuro considerar el efecto de la distribución de carga reactiva. En resumen, si bien existen diversos trabajos que apuntan a poder evaluar el desempeño de controladores de micro redes frente a fallos en la red de comunicaciones, hay pocos o nulos esfuerzos hechos para entender el efecto que tienen dichas perturbaciones en el control de tensión y en la distribución de carga reactiva.

Como se menciona anteriormente, existe una dicotomía entre el control de tensión y la distribución de carga reactiva, que a está relacionada principalmente con la impedancia de las líneas de la micro red y el flujo de potencia de la misma, el que a su vez está directamente relacionado con la demanda eléctrica de los consumos y con la inyección de potencia por parte de generadores no despachables, que generalmente, generan a máxima potencia dependiendo de la cantidad de recursos energéticos que tengan disponibles (por ejemplo, radiación solar o la velocidad del viento). Entonces es importante considerar la estocacidad de estas variables en el análisis.

Para lidiar con la incertidumbre asociada a una micro red en estudios de medición de riesgo, confiabilidad y seguridad se han utilizado diferentes métodos, entre los cuales se puede encontrar, métodos basados en simulaciones secuenciales y no secuenciales de Monte Carlo, cadenas de Markov, redes Bayesianas, entre otros [29, 30, 31]. Particularmente, los métodos basados en simulaciones de Monte Carlo se fundamentan en la determinación de procesos estocásticos que modelen las fuentes de incertidumbre del sistema que se quiere evaluar, a partir del cual se extraen muestras con las que se simula el sistema y se calculan estadísticos de su desempeño. Estos métodos se caracterizan por permitir trabajar con problemas complejos y ser de implementación relativamente simple e intuitiva. Sin embargo, dentro de sus desventajas podemos encontrar que necesitan de una gran cantidad de simulaciones, lo que los hacen computacionalmente muy costosos [32, 33].

Para poder disminuir el costo computacional de este tipo de algoritmos, existen diferentes métodos que permiten reducir la cantidad de muestras necesarias manteniendo una buena representación de la estocacidad del proceso que se quiere modelar, entre los cuales se puede mencionar el método de Muestreo de Importancia (*Importance Sampling*) [34], donde se escoge una distribución llamada ‘de importancia’ desde la cual se extraen muestras, a las que se le asigna un peso según su verosimilitud con respecto a la distribución que se está

estudiando o ‘distribución objetivo’, permitiendo enfocarse en áreas de interés de ésta; el método de *Latin Hypercube Sampling* [35], que se basa en dividir el soporte de la distribución objetivo y extraer muestras de una distribución uniforme para cada partición del espacio; o el de Reducción de Escenarios (*Scenario Reduction*) [36], donde a partir de una aproximación discreta de una distribución objetivo, compuesta por un conjunto de muestras con peso, se optimiza la selección de un subconjunto de éstas, tal que la aproximación a partir de dicho subconjunto es la más precisa en función de la distancia de Kantorovich, con respecto a la aproximación hecha con el set completo de escenarios. No obstante, independientemente del método que se utilice, el número de muestras utilizado tiene un directo impacto en la precisión de la estimación de los estadísticos, por lo que es una decisión que debe ser tomada informadamente.

Por otro lado, en [37, 38] se reportó una metodología basada en Cómputo Probablemente Aproximadamente Correcto (PACC del inglés *Probably Approximately Correct Computation*), que permite estimar el máximo error al que se puede incurrir al simplificar un algoritmo estocástico (en inglés *Randomized Algorithm*). Esta metodología fue utilizada en [39] para evaluar el desempeño de diferentes algoritmos de estimación y pronóstico basados en métodos secuenciales de Monte Carlo.

Entonces, en esta tesis se propone una metodología para evaluar el desempeño de controladores secundarios distribuidos durante la falla de una de las líneas de comunicación, desde una perspectiva del nivel de tensión en estado estacionario que alcanzan las barras de la micro red, considerando una distribución de carga reactiva entre los generadores. Para lidiar con la incertidumbre propia del proceso, se desarrolla un modelo estocástico para los recursos energéticos y la demanda eléctrica, a partir del cual, usando el método de Muestreo de Importancia, se obtiene escenarios, en los cuales es simulada la micro red frente a la falla. Además, para superar el problema del costo computacional, se utiliza la metodología PACC para determinar una cantidad de muestras suficientes que aseguran que no se incurra en un error mayor a un umbral definido. Finalmente, se estiman estadísticos del desempeño del controlador.

Las contribuciones de este trabajo son: (i) la evaluación de problemas de tensión por pérdida de líneas de comunicación en micro redes con controladores distribuidos, considerando la distribución de cargas reactivas; y (ii) la incorporación de la metodología PACC para determinar informadamente el número de simulaciones a realizar para representar incertidumbre propia del proceso.

1.2. Hipótesis

Una distribución de carga reactiva entre los generadores de una micro red tiene un impacto en el desempeño del controlador secundario de tensión. Esta relación depende de la demanda eléctrica y la potencia inyectada por generadores no despachables, además, estas variables tienen un comportamiento cíclico a lo largo del año, por lo que, la probabilidad de que se viole restricciones de calidad de suministro eléctrico durante la falla de una de las líneas de comunicación del su controlador de una micro red, varía en función de la época del año. Además, la falla de cada líneas de comunicación tiene un impacto diferente en la red. Por lo que no todas las fallas representan un riesgo para el funcionamiento de la micro red.

1.3. Objetivos

El objetivo de esta tesis es crear una metodología para evaluar estocásticamente el desempeño de un controlador secundario distribuido de una micro red, frente a la falla de una línea de comunicación.

Los objetivos específicos son:

- Desarrollar un modelo estocástico de los recursos energéticos y la demanda eléctrica de una zona en particular.
- Desarrollar una metodología para determinar la cantidad de muestras suficientes para representar un modelo estocástico de forma eficiente, sin violar un umbral de error máximo admisible.
- Simular el comportamiento del controlador distribuido de una micro red durante la falla de una de sus líneas de comunicación, para diferentes escenarios de demanda y recursos enérgicos, y a partir de esto, caracterizar estocásticamente el desempeño del controlador.

1.4. Estructura del documento

El resto del documento se estructura de la siguiente forma: en el Capítulo 2 se entrega un resumen de las herramientas teóricas utilizadas para desarrollar la metodología propuesta. En el Capítulo 3 se detalla la metodología paso a paso. En el Capítulo 4 se prueba la metodología en un caso de estudio. Finalmente, se plasman las principales conclusiones derivadas de esta tesis y se discuten fortalezas y posibles mejoras de la metodología propuesta.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este Capítulo se hace un repaso de las principales herramientas teóricas en las que se basa la metodología que se propone en esta tesis.

2.1. Agrupación por K-Means

K-means [40, 41] es una metodología de agrupamiento que, dada una medida de distancia $D(\cdot)$ y un conjunto de K grupos $\{G_1, \dots, G_K\}$, minimiza la distancia entre los datos a agrupar ($\{x_i\}_{1:n}$) y el centroide (C_1, \dots, C_K) del grupo al que pertenecen, es decir, intenta minimizar la siguiente función objetivo

$$J = \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in G_k} D(x_i, C_k) \quad (2.1)$$

Este algoritmo se resume en los siguientes pasos:

1. Se inicia asignando los datos $\{x_i\}_{1:n}$ en K grupos y calculando los centroides (C_1, \dots, C_K).
2. Calcular la distancia entre los puntos y los centroides $D(x_i, C_k) \forall i, k$
3. Reasignar cada dato x_i al grupo representado por el centroide más cercano.
4. Recalcular los centroides.
5. repetir los pasos 1, 2 y 3 hasta que los grupos no cambien.

Sin embargo, minimizar la función objetivo de la ecuación (2.1) es un problema *NP-hard* y el algoritmo de K-Means es un algoritmo miope, por lo que sólo puede asegurar convergencia a un mínimo local.

Específicamente, este algoritmo será utilizado para desarrollar un modelo estocástico de recursos energéticos y demanda eléctrica mediante la conformación de grupos de semanas según la similitud que presenta la estocacidad de las variables en cuestión.

2.2. Estimación de Densidad de Kernel

La Estimación de Densidad de Kernel (KDE), es un método no-paramétrico para estimar la función de densidad de probabilidad (PDF) de una variable aleatoria por medio de una cantidad finita de muestras. Este método y las diferentes variantes que se detallan en las siguientes Secciones serán utilizados, principalmente, en el desarrollo del modelo estocástico de recursos energéticos y demanda eléctrica y en la caracterización estocástica del desempeño de controladores secundarios frente a la falla de sus líneas de comunicación.

Formalmente, sean X_1, X_2, \dots, X_n una secuencia de variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas (i.i.d), con una PDF común $f(x)$, entonces se estima $f(x)$ según la siguiente ecuación [42]:

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{nBw} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - X_i}{Bw}\right) \quad (2.2)$$

donde K es una función Kernel no negativa, que integra uno y con media cero, en general se usan funciones triangulares, cuadradas, gaussianas, Epanechnikov, entre otras; y Bw es un parámetro de suavizado llamado ancho de banda que es mayor a cero.

2.2.1. Observaciones con peso

Una extensión del método de KDE, ampliamente usada, es la utilización de observaciones con pesos [43, 44, 45, 46]. Formalmente, si w_i es el peso asignado a la observación X_i y $\sum w_i = 1$, entonces

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{Bw} \sum_{i=1}^n w_i K\left(\frac{x - X_i}{Bw}\right) \quad (2.3)$$

Esta estimación puede considerarse una generalización de la expuesta en la ecuación (2.2), la cual corresponde al caso particular en que todas las muestras tienen el mismo peso.

2.2.2. Método de reflexión

El desempeño del método de KDE se ve mermado en zonas cercanas a bordes finitos del soporte de la PDF que se quiere estimar, debido al llamado “efecto de borde”. Una forma de superar este problema es el método de reflexión [47, 48], donde se estima $f(x)$, con soporte en $[0, \infty)$ como se muestra a continuación:

$$\hat{f}_r(x) = \begin{cases} \frac{1}{Bw} \sum_{i=1}^n w_i \left[K\left(\frac{x-X_i}{Bw}\right) + K\left(\frac{x+X_i}{Bw}\right) \right] & \text{Si } x \geq 0 \\ 0 & \text{Si } x < 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

2.3. Muestreo de Importancia

El Muestreo de importancia (IS, del inglés *Importance Sampling*) es un algoritmo de la familia de los métodos de Monte Carlo [49, 50, 51, 52] que nace respondiendo a la necesidad

de reducir la varianza en la estimación de propiedades estadísticas de una variable aleatoria, y con ésto, reduciendo el costo computacional asociado a la extracción de muestras de la variable estudiada. En particular IS, permite estimar propiedades de una distribución de probabilidad objetivo $p(x)$, a través de muestras extraídas desde otra distribución $q(x)$, llamada distribución de importancia. Este algoritmo será utilizado para extraer muestra del modelo estocástico de recursos energéticos y demanda eléctrica, los cuales serán utilizado para simular la microrred a evaluar.

Matemáticamente, se puede estimar la distribución $p(x)$ a través de la siguiente ecuación:

$$\hat{p}(x) = \frac{\sum_{i=1}^n w_i \delta_{x_i}(x)}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (2.5)$$

donde δ_{x_0} es la función delta de Dirac en x_0 , x_i con $i \in \{1..n\}$ son muestras extraídas de la distribución q y los pesos w_i se calculan según.

$$w_i = \frac{p(x_i)}{q(x_i)} \quad (2.6)$$

Cabe destacar que la estimación anterior tiene un soporte discreto, es decir $\hat{p}(x)$ toma valores mayores a cero en una cantidad finita de puntos. Además, para obtener un estimación insesgada, se debe cumplir que el soporte de $q(x)$ contiene al soporte de $p(x)$, expresado matemáticamente, si $p(x) > 0 \implies q(x) > 0$.

2.3.1. Muestreo de Importancia y Estimación de Densidad de Kernels

El método de IS puede ser utilizado en combinación con el método de KDE para obtener estimaciones continuas de la PDF objetivo.

En esta variación, se utilizan las muestras x_i extraídas desde $q(x)$ y se les asocia a los pesos calculados con la ecuación (2.6), luego, usando el método de KDE con observaciones con peso, expresado por la ecuación (2.3), se obtiene la siguiente estimación:

$$\hat{f}(x) = \frac{\frac{1}{Bw} \sum_{i=1}^n w_i K\left(\frac{x-X_i}{Bw}\right)}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (2.7)$$

donde K es una función Kernel no negativa, que integra uno y con media cero.

2.4. Medidas de Información

La Teoría de la Información es un área de la ciencia iniciada por Shannon [53] a mediados del siglo XX, donde se estudian, entre otras cosas, los problemas de la medición, transmisión, procesamiento, almacenamiento de la información.

A continuación se describen algunas medidas de información y medidas de *distancia* entre PDFs, derivadas de la teoría de la información. Estas medidas serán utilizadas, principalmente, para cuantificar el error al que se incurre en el proceso de muestreo de una PDF.

2.4.1. Entropía

La Entropía mide la incertidumbre asociada a una variable aleatoria o, equivalentemente, la esperanza de la información contenida en ella.

Formalmente, la Entropía H de una variable aleatoria discreta X con valores posibles en $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ y función de probabilidad de masa (PMF) $P(x)$ se define como [53]:

$$H(X) = - \sum_{i=1}^n P(x_i) \log_b P(x_i) \quad (2.8)$$

donde b es la base del logaritmo, la cual define la unidad de medida de la entropía, por ejemplo, para $b = 2$ la unidad es *bit* y para $b = e$ la unidad es *nat*. Además, en esta definición se utiliza la convención de que $0 \log 0 = 0$.

2.4.2. Divergencia de Kullback-Leibler

La divergencia de Kullback-Leibler (D_{KL}), también llamada entropía relativa, es una medida de discrepancia entre dos PMFs y se define como [54]:

$$D_{KL}(P||Q) = \sum_{i=1}^n P(x_i) \log \frac{P(x_i)}{Q(x_i)} \quad (2.9)$$

esta definición usa la convención de que $0 \log \frac{0}{Q} = 0$ y que $P \log \frac{P}{0} = \infty$, por lo que es necesario que P sea absolutamente continua con respecto de Q para que $D_{KL}(P||Q)$ no se indetermina. Además, cabe mencionar que D_{KL} es no-negativa, tomando el valor 0 si y solo si P y Q son iguales, pero no es una medida de distancia, ya que no satisface la desigualdad triangular y no es simétrica. Sin embargo, puede interpretarse como la pérdida de información al aproximar P con Q [55].

2.4.3. Divergencia de Jensen-Shannon

La divergencia de Jensen-Shannon (D_{JS}) es una medida de distancia entre dos distribuciones de probabilidad, basada en D_{KL} , la cual tiene la cualidad de que su raíz es una métrica, por lo que cumple con la desigualdad triangular, es simétrica y es igual a cero si y solo si las distribuciones son iguales. Formalmente, D_{JS} de dos PMFs P y Q está definida por [56]:

$$D_{JS}(P||Q) = \frac{1}{2}(D_{KL}(P||M) + D_{KL}(Q||M)) \quad (2.10)$$

donde $M = \frac{1}{2}(P + Q)$. Cabe mencionar que D_{JS} , cuando está calculada con logaritmo de base 2, toma valores entre 0 y 1.

2.5. Cómputo Probablemente Aproximadamente Correcto

El Cómputo Probablemente Aproximadamente Correcto (PACC, del inglés *Probably Approximately Correct Computation*) [37, 38] es una metodología que permite estimar la pérdida

de desempeño de un algoritmo estocástico [57] con respecto a una simplificación de éste. Esta metodología será utilizada para abordar el problema de determinar la cantidad de muestras suficientes que aseguren que el error al que se incurre en el muestreo de una PDF no sea mayor a cierto umbral.

Sea $f(x)$ la función asociada al algoritmo estocástico de referencia, donde $x \in X$ es un espacio de probabilidad, y $f_{\Delta}(x)$ la función asociada a una versión simplificada de éste, entonces, se dice que $f_{\Delta}(x)$ es PACC de $f(x)$ con precisión γ y confianza η cuando

$$P\{u(f(x), f_{\Delta}(x)) \leq \gamma\} \geq \eta, \quad \forall x \in X \quad (2.11)$$

donde $u(f(x), f_{\Delta}(x)) \in \mathbf{R}$ es una función de pérdida de desempeño, la cual debe ser Lebesgue medible.

Además, sea p_{γ} la probabilidad de la parte izquierda de la desigualdad (2.11) y $\bar{\gamma}$ el mínimo valor para el cual $p_{\gamma} = 1$, es decir, la máxima pérdida de desempeño a la cual se puede incurrir con la simplificación. Entonces, dada una máxima pérdida de desempeño tolerable para cierto caso particular, se puede evaluar la idoneidad de una simplificación calculando $\bar{\gamma}$. Si bien, para calcular el valor de $\bar{\gamma}$, se debe evaluar p_{γ} en todo el espacio X , lo que es una tarea prácticamente infactible, esta puede ser estimada con \hat{p}_n , extrayendo n muestras $\{x_1, \dots, x_n\}$ o realizaciones del algoritmo simplificado y evaluándolas en siguiente ecuación

$$\hat{p}_n = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I(u(f(x_i), f_{\Delta}(x_i))) \leq \gamma \quad (2.12)$$

donde

$$I(u(f(x_i), f_{\Delta}(x_i))) = \begin{cases} 1 & \text{Si } u(f(x_i), f_{\Delta}(x_i)) \leq \gamma \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (2.13)$$

Luego, si se escoge el número de muestras n según la cota de Chernoff [58]

$$n \geq \frac{1}{2\varepsilon^2} \ln \frac{2}{\delta} \quad (2.14)$$

se puede asegurar que

$$Pr\{|\hat{p}_n - p_{\gamma}| \leq \varepsilon\} \geq 1 - \delta \quad (2.15)$$

para valores arbitrarios de precisión $\varepsilon \in (0, 1)$ y confiabilidad $\delta \in (0, 1)$.

Finalmente, se puede estimar $\bar{\gamma}$ como el mínimo valor de $\hat{\gamma}$ tal que $\hat{p}_n(\hat{\gamma}) = 1$, el cual determina si la simplificación que se está evaluando cumple o no con el desempeño mínimo

requerido, o bien, si su pérdida de desempeño, con respecto del algoritmo de referencia, es mayor o no a la pérdida tolerable.

2.6. Control Proporcional-Integral de Promedio Distribuido

El Control Proporcional-Integral de Promedio Distribuido (DAPI, del inglés *Distributed-Averaging Proportional-Integral controller*) [59, 60, 61], es un esquema de control secundario distribuido para microrredes que tiene como principal objetivo eliminar el error en estado estacionario de frecuencia y tensión provocado por el control primario basado en curvas de estatismo (en inglés *Droop Control*) [62], y además, hacer una distribución equitativa de la carga activa y reactiva (*Power Sharing*) entre los generadores. Para lograr esto, el control DAPI, combina el control *droop* e integral con el concepto de Promedio Distribuido o Consenso [63, 64] utilizado en el marco de sistemas multi-agente. Esta esquema de control será utilizada para mostrar la efectividad de la metodología propuesta.

2.6.1. Promedio Distribuido

Sea un sistema de agentes, representado por el grafo $G(\Gamma, \Theta, A)$, donde $\Gamma = \{1, 2, \dots, n\}$ es el conjunto de nodos del grafo o agentes, Θ es el conjunto de líneas de comunicación y A es la matriz de adyacencia, cuyos elementos son no-negativos y $a_{ij} > 0$ si $(i, j) \in \Theta$. Dada el valor de alguna variable de interés $x_i(t)$ asignado al agente i , la regla de actualización conocida como promedio distribuido de tiempo continuo o consenso está definida por [63, 64]:

$$\dot{x}_i = - \sum_{j=1}^n a_{ij} (x_i - x_j) \quad (2.16)$$

Esta regla de actualización asegura que si el grafo G es conexo, las variables x_i convergen a un valor común.

2.6.2. Control DAPI de Frecuencia

El control DAPI de frecuencia propuesto en [61] es capaz de encargarse de la regulación de frecuencia y la distribución de carga activa entre los generadores que controlan la red. En microrred cuya red de comunicaciones es representada por el grafo $G(\Gamma, \Theta, A)$, donde cada nodo representa un generador distribuido, este controlador se rige por las siguientes ecuaciones:

$$\omega_i = \omega^* - m_i P_i + \Omega_i \quad (2.17)$$

$$k_i \frac{d\Omega_i}{dt} = -(\omega_i - \omega^*) - \sum_{j=1}^n a_{ij} (\Omega_i - \Omega_j) \quad (2.18)$$

donde ω^* es la frecuencia nominal de la red, ω_i es la frecuencia en el generador i , P_i es la potencia activa medida en el generador i , m_i es el coeficiente del control *droop* de frecuencia y k_i es la variable de control secundario del control DAPI de frecuencia. Este controlador garantiza una distribución de carga activa equitativa si el grafo de la red de comunicación G es conexo, es decir, si existe un camino en la red de comunicaciones entre cualquier par de generadores. En la Tabla 2.1 se muestra el efecto cualitativo de variar los parámetros de sintonización del controlador.

Parámetro	Cambio cualitativo al aumentar el valor del parámetro
k_i	Ralentiza la regulación de frecuencia en el generador i
a_{ij}	Acelera la distribución de carga activa entre los generadores i y j

Tabla 2.1: Efectos cualitativos de las variables de sintonización. [61]

2.6.3. Control DAPI de Tensión

A diferencia de la frecuencia, que es una variable global en una microrred, la tensión es una variable local, es decir, ésta puede ser diferente en cada barra de la red debido al efecto que tiene la impedancia de las líneas sobre esta variable. Esta naturaleza local, tiene como consecuencia que no es posible asegurar una perfecta regulación de la tensión al mismo tiempo que se distribuye de forma equitativa las cargas reactivas entre los generadores encargados del control. El control DAPI de tensión maneja esto teniendo la capacidad de ser sintonizado considerando un compromiso entre la regulación de tensión y la distribución de cargas, el cual se rige por las siguientes ecuaciones [61]:

$$E_i = E^* - n_i Q_i + e_i \quad (2.19)$$

$$\kappa_i \frac{de_i}{dt} = -\beta_i (E_i - E^*) - \sum_{j=1}^n b_{ij} \left(\frac{Q_i}{Q_i^*} - \frac{Q_j}{Q_j^*} \right) \quad (2.20)$$

donde E^* es la tensión nominal de la red, E_i es la tensión medida en el generador i , Q_i^* es la capacidad nominal de potencia reactiva del generador i , Q_i es la potencia reactiva medida en el generador i , n_i es el coeficiente de control *droop*, e_i es la variable de control secundario del control DAPI de tensión, β_i y κ_i son ganancias positivas y b_{ij} representa el elemento i, j de la matriz de adyacencia de la red de comunicaciones B . En la Tabla 2.2 se muestra el efecto cualitativo de variar los parámetros de sintonización del controlador.

Parámetro	Cambio cualitativo al aumentar el valor del parámetro
κ_i	Ralentiza la regulación de tensión y distribución de carga reactiva en el generador i
b_{ij}	Mejora la distribución de carga reactiva entre los generadores i y j en estado estacionario
β_i	Mejora la regulación de tensión en el generador i

Tabla 2.2: Efectos cualitativos de las variables de sintonización. [61]

2.6.4. Falla en Línea de Comunicación

En este trabajo se le llama una a una falla en una línea de comunicación a la pérdida de comunicación inesperada entre dos nodos encargados del control de la microrred. Como se mencionó anteriormente, este tipo de fallas puede ser causada por eventos climáticos, ataques cibernéticos, fallas de hardware, entre otras razones. Matemáticamente, si hay N_{DG} inversores encargados del control secundario, la red de comunicación es representada por el grafo sin dirección $G(\Gamma, \Theta, A)$, donde $\Gamma = \{1, 2, \dots, N_{DG}\}$ es el conjunto de nodos del grafo o inversores encargados del control, Θ es el conjunto de líneas de comunicación y A es la matriz de adyacencia, la cual es simétrica, no negativa, tiene dimensión $N_{DG} \times N_{DG}$ y sus elementos a_{ij} son diferentes de cero si y solo si existe una línea de comunicación entre el inversor i y el j , es decir, $a_{ij} > 0$ si $(i, j) \in \Theta$ [61, 64, 65]. Entonces, para modelar la falla en la línea de comunicación (i, j) , se modifica la matriz A , fijando el valor del elemento $a_{ij} = 0$, lo cual, para efectos del control secundario distribuido, supone un cambio en la topología de la red de comunicación.

Capítulo 3

Metodología para Evaluar el Desempeño de Controladores Distribuidos de Micro redes Durante la Falla de una Línea de Comunicación

En este Capítulo se detalla la metodología propuesta para evaluar estocásticamente el desempeño del controlador de una micro red durante la falla en sus líneas de comunicación. En la Figura 3.1 se muestra un esquema general de la metodología, cuyas etapas se resumen a continuación:

Primero se hace un modelo estocástico de las fuentes de incertidumbre que afectan el desempeño de los controladores. Las variables consideradas son los recursos energéticos, como la radiación solar y la velocidad del viento; y de la demanda eléctrica. Estos procesos estocásticos tienen la característica de ser cíclicos en una escala anual, marcada por las estaciones del año; y en una escala diaria, marcada por las horas del día. Entonces, se propone caracterizar la estocacidad de estas variables con un modelo para cada estación del año, donde cada una es representada por un día típico. A su vez, cada uno de estos días está compuesto de 24 PDFs que modelan la probabilidad conjunta de los recursos energéticos y la demanda eléctrica para cada hora del día, las cuales se estiman a partir de datos históricos. Este modelo será utilizado como modelo de referencia.

Luego, el modelo de referencia es simplificado utilizando Muestreo de Importancia, a partir del cual se obtienen diferentes escenarios de demanda eléctrica y recursos energéticos, cada uno con un peso asociado. Estos escenarios son usados para simular la micro red a evaluar. Mientras mayor sea el número de escenarios, mayor será la precisión de la simplificación, sin embargo, también será mayor el costo computacional al simular la micro red. Entonces, se propone un método para determinar un número suficiente de escenarios que aseguren una precisión mínima del modelo simplificado, basado en medidas de la información.

Cabe destacar que, uno de los objetivos de esta metodología es poder determinar el impacto que tiene la distribución de cargas en el control de tensión durante la falla de una de las líneas

de comunicación, entonces se opta por aislar el efecto de dicha falla en el control primario y secundario, dejando fuera del análisis el control terciario, por lo tanto, se asume que en todos los escenarios existe suficiencia energética, que las baterías tienen carga suficiente y también capacidad de almacenamiento disponible. Con lo anterior, un modelo estocástico no secuencial es suficiente para representar la estocasticidad de los recursos energéticos y la demanda eléctrica, ya que no hay una relación inter-temporal.

Finalmente, para cada escenario de demanda y recursos energéticos, se simula la micro red durante la falla en una de las líneas de comunicaciones. Luego, de cada simulación se extrae la tensión en estado estacionario alcanzado durante la falla. Así, con la tensión simulada y los pesos asociados al escenario respectivo, se calculan diferentes estadísticos del desempeño del controlador de la micro red.

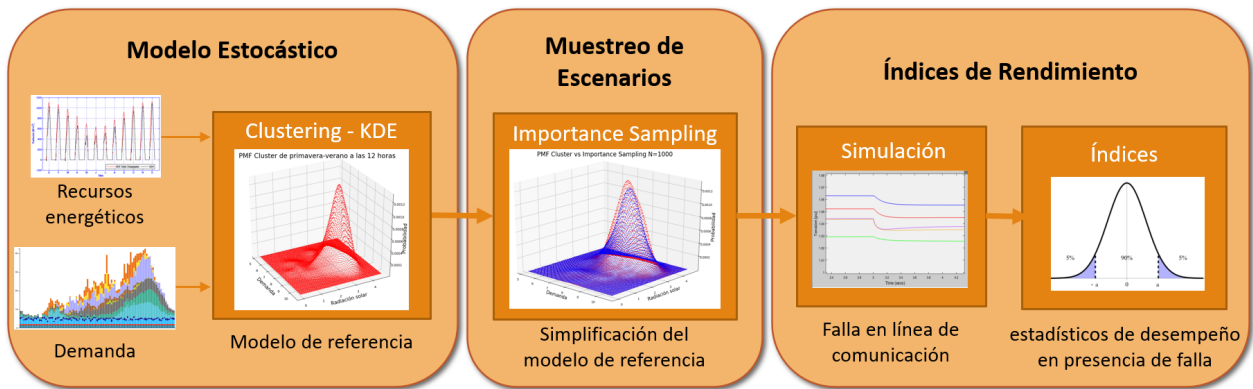


Figura 3.1: Esquema general de la metodología propuesta.

En lo que sigue de este Capítulo, se describe detalladamente cada etapa de la metodología propuesta.

3.1. Modelo estocástico

El objetivo de esta etapa, es obtener un modelo estocástico de las fuentes de incertidumbre que afectan el desempeño de los controladores, a partir del cual, se obtendrán escenarios que serán simulados en las siguientes etapas de la metodología. Además, se utilizará este modelo como referencia para medir la pérdida de precisión incurrida en la etapa de muestreo.

Las fuentes de incertidumbre consideradas, son los recursos energéticos disponibles, que definen la potencia producida por los generadores no despachables (e.g. instalaciones fotovoltaicas o pequeños generadores eólicos); y la demanda eléctrica. Estas variables tienen la característica de ser cíclicas en una escala diaria y en una escala anual: el ciclo diario está marcado por las horas del día y el ciclo anual está marcado por las estaciones del año. Entonces, cada estación del año será modelada por un proceso estocástico estacionario de dimensión 24, el cual representa la variabilidad de la demanda eléctrica y los recursos energéticos para cada hora de un día típico de la estación.

Entonces, primero se definen las estaciones del año como conjuntos de semanas, tomando como punto de partida los siguientes supuestos:

1. Considerando que la metodología propuesta es no secuencial, se asume que la probabilidad de los recursos energéticos y la demanda eléctrica para una hora dada, es independiente del resto de las horas del día.
2. Todos los años son iguales en términos de la probabilidad de los recursos energéticos y la demanda eléctrica.
3. Los días de una misma semana son iguales en términos de la probabilidad de los recursos energéticos y la demanda eléctrica.

Así, se define el proceso estocástico $\mathbf{X}_s = [X_{s,1}, \dots, X_{s,h}, \dots, X_{s,24}]^T$ que representa la demanda eléctrica y los recursos energéticos durante las 24 horas de los días pertenecientes a la semana s , donde $X_{s,h}$ distribuye según la PDF $f_{s,h}(x)$, la cual puede ser estimada a partir de datos históricos utilizando KDE y el método de la reflexión (explicados en el Capítulo 2.2). Así, $\hat{f}_{s,h}(x)$ queda definido por la siguiente ecuación:

$$\hat{f}_{s,h}(x) = \begin{cases} \frac{1}{N_{s,h}Bw} \sum_{i=1}^{N_{s,h}} \left[K\left(\frac{x-x_{s,h}^i}{Bw}\right) + K\left(\frac{x+x_{s,h}^i}{Bw}\right) \right] & \text{Si } x \geq 0 \\ 0 & \text{Si } x < 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

donde $x_{s,h}^i$ con $i \in \{1, 2, \dots, N_{s,h}\}$ son datos de recursos energéticos y demanda eléctrica en la semana s a la hora h , $N_{s,h}$ es la cantidad de datos disponible, $K(\cdot)$ es un kernel gaussiano y Bw es su ancho de banda.

Posteriormente, con el supuesto de que todas las semanas pertenecientes a una misma estación son iguales en términos de la probabilidad de \mathbf{X} , formalmente, se define la estación del año ε como un conjunto de semanas S_ε donde \mathbf{X}_s es i.i.d $\forall s \in S_\varepsilon$, y además, $\bigcup_{\varepsilon=1}^E S_\varepsilon = \{1, \dots, 52\}$. Entonces, se define la PDF conjunta de los recursos energéticos y la demanda eléctrica de un día de la estación ε a la hora h como $f_{\varepsilon,h}(x)$, la cual puede ser estimada a partir de datos históricos utilizando KDE y el método de la reflexión, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\hat{f}_{\varepsilon,h}(x) = \begin{cases} \frac{1}{N_{\varepsilon,h}Bw} \sum_{i=1}^{N_{\varepsilon,h}} \left[K\left(\frac{x-x_{\varepsilon,h}^i}{Bw}\right) + K\left(\frac{x+x_{\varepsilon,h}^i}{Bw}\right) \right] & \text{Si } x \geq 0 \\ 0 & \text{Si } x < 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

donde $x_{\varepsilon,h}^i$ con $i \in \{1, 2, \dots, N_{\varepsilon,h}\}$ son datos de recursos energéticos y demanda eléctrica a la hora h y en las semanas que pertenecen a S_ε , $N_{\varepsilon,h}$ es la cantidad de datos disponibles, $K(\cdot)$ es un kernel gaussiano y Bw es su ancho de banda.

Luego, para definir los conjuntos de semanas S_ε con $\varepsilon \in \{1, \dots, E\}$ que representan las estaciones del año, se propone una variación del método de agrupamiento *K-Means* (explicado en el Capítulo 2.1), donde cada *cluster* es el grupo de semanas que define una estación del año; los elementos a agrupar son las 52 semanas del año, cada una representada por las 24 PDFs de recursos energéticos y demanda eléctrica durante el día $\{f_{s,1}, \dots, f_{s,h}, \dots, f_{s,24}\}$; los centroides, análogamente a las semanas, se simbolizan por las 24 PDFs $\{f_{\varepsilon,1}, \dots, f_{\varepsilon,h}, \dots, f_{\varepsilon,24}\}$; y como medida de distancia se utiliza el promedio de la raíz de la divergencia de Jensen-Shannon (detallada en el Capítulo 2.4.3) entre las PDFs de las semanas y los centroides. Este método

se explica en el Algoritmo 1.

Algoritmo 1: K-Means: asignación de semanas a estaciones del año

```

1 Inicialización:
2 Definir número de estaciones  $E$ 
3 Se definen aleatoriamente los conjuntos de semanas  $S_\varepsilon$  tal que  $\bigcup_{\varepsilon=1}^E S_\varepsilon = \{1, \dots, 52\}$ 
4  $Converge = False$ 
5 while no Converge do
6   for Cada semana  $s \in \{1, \dots, 52\}$  do
7     for Cada estación del año  $\varepsilon \in \{1, \dots, E\}$  do
8       for Cada hora del día  $h \in \{1, \dots, 24\}$  do
9         Estimar  $\hat{f}_{s,h}(x)$  con la ecuación (3.1)
10        Estimar  $\hat{f}_{\varepsilon,h}(x)$  con la ecuación (3.2)
11      end
12      Calcular  $\frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \sqrt{D_{JS}(\hat{f}_{s,h} || \hat{f}_{\varepsilon,h})}$  según la ecuación (2.10)
13    end
14    Buscar  $\bar{\varepsilon} = \operatorname{argmin}_\varepsilon \left( \sum_{h=1}^{24} \sqrt{D_{JS}(\hat{f}_{s,h} || \hat{f}_{\varepsilon,h})} \right)$ 
15    Asignar la semana  $s$  a la estación  $\bar{\varepsilon}$ , es decir,  $s \in S_{\bar{\varepsilon}}$ 
16  end
17  if No cambia ningún  $S_\varepsilon$  con respecto a la iteración anterior then
18     $Converge = True$ 
19  end
20 end
21 return Los  $E$  conjuntos de semanas  $S_\varepsilon$ 

```

Finalmente, para determinar la cantidad de estaciones que representan al año, se repite el Algoritmo 1 para diferentes números de *clusters* o estaciones E y se escoge modelo con el número de estaciones que presente el mayor *Log-Likelyhood*.

Entonces, el modelo estocástico propuesto queda compuesto por E procesos estocásticos estacionarios, cada uno representado por 24 PDFs $\{\hat{f}_{\varepsilon,1}, \dots, \hat{f}_{\varepsilon,h}, \dots, \hat{f}_{\varepsilon,24}\}$ que describen la estocacidad de los recursos energéticos y la demanda eléctrica en cada hora de un día típico de la estación. Este modelo será considerado como el modelo de referencia, a partir del cual se extraerá muestras o escenarios en los que se evaluará la red estudiada.

3.2. Muestreo de escenarios

El objetivo de esta etapa, es obtener diferentes escenarios que representen la estocacidad de los recursos energéticos y la demanda eléctrica, para luego, en cada uno de ellos, simular y evaluar el desempeño del controlador secundario de la micro red. Estos escenarios se extraen utilizando el método de Muestreo de Importancia (IS) (detallado en el Capítulo 2.3), asignándoles un peso de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia. Este muestreo supone una simplificación de los modelos de referencia, cuya precisión está fuertemente ligada al número de muestras que se utilicen para representarlos: a medida que se usen más muestras, la

precisión aumenta, sin embargo junto con ello, aumenta el costo computacional asociado a simular la micro red en todos esos escenarios. Entonces, ya que la capacidad computacional es un recurso finito, se forma un compromiso entre la precisión alcanzada por la simplificación del modelo estocástico y el costo computacional, el cual, a su vez, depende del nivel de detalle de la simulación. Por lo tanto, es importante decidir informadamente el número de escenarios a utilizar, ya que un ahorro de costo computacional relacionado al modelamiento de la estocacidad puede ser invertido en una simulación más detallada, pero por otro lado, una simplificación excesiva del modelo, puede llevar a pasar por alto escenarios de riesgo para el funcionamiento de la micro red.

Entonces, se define $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(x)$ como el modelo simplificado de la estación ε a la hora h , obtenido con el método de IS en combinación con KDE, utilizando N muestras, el cual queda determinado matemáticamente según la siguiente ecuación

$$\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(x) = \frac{\frac{1}{Bw} \sum_{n=1}^N w_{\varepsilon,h}^n K\left(\frac{x - x_{\varepsilon,h}^n}{Bw}\right)}{\sum_{n=1}^N w_{\varepsilon,h}^n} \quad (3.3)$$

con

$$w_{\varepsilon,h}^n = \hat{f}_{\varepsilon,h}(x_{\varepsilon,h}^n) / q_{\varepsilon,h}(x_{\varepsilon,h}^n) \quad (3.4)$$

donde $x_{\varepsilon,h}^n$ es la n -ésima muestra extraída de la distribución de importancia $q_{\varepsilon,h}(x)$, K es una función Kernel y Bw es su ancho de banda. Cabe destacar que IS es un algoritmo estocástico (en inglés *randomized algorithm*), ya que depende de las muestras que se extraen de la distribución de importancia, por lo que el resultado es una variable aleatoria, entonces, para diferentes realizaciones de IS se obtendrán diferentes simplificaciones $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(x)$.

Así, con el objetivo de determinar informadamente un número de muestras o escenarios (N) suficientes para el cálculo de $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(x)$, se utiliza la metodología PACC (detallada en el Capítulo 2.5), la cual puede ser usada para estimar, con niveles arbitrarios de precisión y confianza, la pérdida de desempeño máxima a la que podría incurrir una simplificación, en función de N . Entonces, definiendo un umbral para dicha pérdida de desempeño, se puede determinar un número de muestras suficientes para modelar la estocacidad del modelo de referencia, asegurando que no se sobrepase dicho umbral.

Para esto, primero se define $p_{\gamma}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$ como la probabilidad de que al simplificar $\hat{f}_{\varepsilon,h}$ con N muestras, se incurra en una pérdida de desempeño menor a γ , cuya expresión matemática se muestra en la siguiente ecuación.

$$p_{\gamma}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) = Pr\{u(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) \leq \gamma\} \quad (3.5)$$

donde $u(\cdot)$ es una medida de la pérdida de desempeño y γ es un número mayor a cero.

Luego, se debe escoger la función de pérdida $u(\cdot)$, a partir de la se definirá un umbral de pérdida de desempeño aceptable. Para esto, se utilizan los conceptos de entropía de una distribución p : $H(p)$; y la divergencia de Kullbak-Leibler entre las distribuciones p y q : $D_{KL}(p||q)$, provenientes de la Teoría de Información (detallados en los Capítulos 2.4.1 y 2.4.2 respectivamente). Por una parte, $H(p)$ puede interpretarse como la cantidad de información promedio

necesaria para describir una variable aleatoria que distribuye según p [54, 53]. Por otro lado, $D_{KL}(p||q)$ puede interpretarse como la cantidad de información extra promedio necesaria para describir una variable aleatoria que distribuye según p , si se considera erróneamente que distribuye según q , por lo tanto, en vez de necesitarse $H(p)$ unidades de información (por ejemplo, bits si se calcula con logaritmo de base 2), se necesitan $H(p) + D_{KL}(p||q)$ unidades para describirla; o también, puede interpretarse como la cantidad de información perdida al simplificar la distribución p con q [55, 66]. Entonces, se propone usar como función de pérdida $D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h}||\hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$ y establecer la pérdida de precisión γ , en términos de porcentajes de $H(\hat{f}_{\varepsilon,h})$. Así, se reescribe la probabilidad de la ecuación (3.5) como sigue

$$p_{\alpha}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) = Pr\{D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h}||\hat{f}_{\varepsilon,h}^N) \leq \alpha \% \times H(\hat{f}_{\varepsilon,h})\} \quad (3.6)$$

la cual se puede leerse como la probabilidad de que, al simplificar el modelo de referencia con N muestras, se pierda un α % de la información contenida en éste.

Luego, la probabilidad $p_{\alpha}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$ puede ser estimada por $\hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$, mediante la evaluación empírica de $D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h}||\hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$ para diferentes simplificaciones obtenidas por IS con N muestras. Matemáticamente, $\hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$ queda definido por

$$\hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) = \frac{1}{N_{IS}} \sum_{n=1}^{N_{IS}} I(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N(n)) \quad (3.7)$$

donde N_{IS} es la cantidad de realizaciones de IS; $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(n)$, incurriendo en un abuso de notación, es la estimación obtenida en la n -ésima realización de IS; y la función $I(\cdot)$ se define como

$$I(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) = \begin{cases} 1 & \text{Si } D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h}||\hat{f}_{\varepsilon,h}^N) \leq \alpha \% \times H(\hat{f}_{\varepsilon,h}) \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (3.8)$$

Entonces, ya que $\hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}$ depende del resultado de realizaciones de IS, también es una variable aleatoria y su adherencia a p_{α} depende de la cantidad de realizaciones que se utilicen para estimarla (N_{IS}). Esta estocacidad se puede manejar usando la cota de Chernoff [58], a través de la cual se puede garantizar que la estimación $\hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}$ alcanza un nivel de precisión θ con un nivel de confianza $(1 - \phi)$, según la siguiente inecuación

$$Pr\{|p_{\alpha} - \hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}| < \theta\} > (1 - \phi) \quad (3.9)$$

siempre y cuando N_{IS} satisfaga que

$$N_{IS} \geq \frac{\ln \frac{2}{\phi}}{2\theta^2} \quad (3.10)$$

Luego, se define $\bar{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$ como el máximo porcentaje de pérdida de información en que se podría incurrir, simplificando con N muestras el modelo de la hora h de un día de la estación ε , es decir, $\bar{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$ corresponde al mínimo valor de α , tal que $p_{\alpha}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) = 1$, cuyo valor se puede estimar por medio del máximo error empírico $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$, definido como:

$$\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N = \min(\alpha) \quad \text{s.a} \quad \hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) = 1 \quad (3.11)$$

o equivalentemente:

$$\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N = \frac{\max_{n \in \{1:N_{IS}\}} D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h} || \hat{f}_{\varepsilon,h}^N(n))}{H(\hat{f}_{\varepsilon,h})} \quad (3.12)$$

donde, haciendo abuso de la notación, el numerador de la fracción de la ecuación (3.12) representa el valor máximo de la divergencia entre el modelo de referencia y las N_{IS} realizaciones de la simplificación. Esta estimación tendrá una precisión θ y confiabilidad $(1 - \phi)$ si N_{IS} cumple la desigualdad (3.10).

Entonces, si se fija un umbral α^* como la máxima pérdida de información aceptable, se puede determinar, para cada combinación de h y ε , si una simplificación con un número de muestras N^* satisface el requerimiento, comprobando si $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^{N^*} < \alpha^*$

Finalmente, se propone el Algoritmo 2 para determinar la cantidad y el conjunto de escenarios, con sus respectivos pesos, con que se simplifica $\hat{f}_{\varepsilon,h}$, asegurando que no se sobrepase un porcentaje máximo de pérdida de información α^* al cual se está dispuesto a incurrir, con niveles arbitrarios de precisión y confiabilidad.

Algoritmo 2: Determinación de escenarios

- 1 Inicialización:
 - 2 Definir el porcentaje máximo de pérdida de información al cual se está dispuesto a incurrir α^* .
 - 3 Definir los parámetros θ y ϕ que determinan la precisión y confiabilidad de la estimación de $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$.
 - 4 Calcular N_{IS} que satisface la desigualdad (3.10)
 - 5 **for** Cada hora $h \in \{1, 2, \dots, 24\}$ y cada estación $\varepsilon \in \{1, \dots, E\}$ **do**
 - 6 **for** $N \in$ espacio de búsqueda, e.g., $\{100, 200, \dots, 900, 1000\}$ **do**
 - 7 **for** N_{IS} veces **do**
 - 8 Extraer N muestras $x_{\varepsilon,h}^{1:N}$ de la distribución de importancia $q_{\varepsilon,h}(x)$
 - 9 Calcular los pesos $w_{\varepsilon,h}^{1:N}$ según la ecuación (3.4)
 - 10 Calcular $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(x)$ según la ecuación (3.3)
 - 11 Guardar el valor de $I(f_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$ según la ecuación (3.8)
 - 12 **end**
 - 13 Calcular $\hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$ según la ecuación (3.7)
 - 14 Calcular $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^{N^*}$ como el mínimo α tal que $\hat{p}_{\alpha}^{N_{IS}}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N) = 1, \forall \alpha > \hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^{N^*}$.
 - 15 **end**
 - 16 Buscar la menor cantidad de escenarios $N_{\varepsilon,h}^*$ tal que se cumpla $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^{N^*} < \alpha^*$.
 - 17 Guardar los escenarios y pesos $(x_{\varepsilon,h}^{1:N_{\varepsilon,h}^*}, w_{\varepsilon,h}^{1:N_{\varepsilon,h}^*})$ de la realización con menor $D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h} || \hat{f}_{\varepsilon,h}^{N^*})$
 - 18 **end**
 - 19 **return** Los escenarios y pesos $(x_{\varepsilon,h}^{1:N_{\varepsilon,h}^*}, w_{\varepsilon,h}^{1:N_{\varepsilon,h}^*})$ con menor $D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h} || \hat{f}_{\varepsilon,h}^{N^*})$ de cada ε y h
-

Cabe destacar que este algoritmo entrega los escenarios y pesos $(x_{\varepsilon,h}^{1:N_{\varepsilon,h}^*}, w_{\varepsilon,h}^{1:N_{\varepsilon,h}^*})$ con los que se calcula $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(x)$ para cada estación ε y para cada hora h . Además, el número de escenarios $N_{\varepsilon,h}^*$ suficientes para cada combinación de h y ε se calcula de forma independiente, por lo que aunque se fije un mismo α^* para todos, el valor de $N_{\varepsilon,h}^*$ no es el mismo en todos los casos.

3.3. Índices de desempeño

Esta etapa tiene como objetivo calcular índices de desempeño del control secundario distribuido de una micro red, durante la falla de una de sus líneas de comunicación. Para esto, se simula la red en cada uno de los escenarios obtenidos en la etapa anterior. Luego, el resultado de cada simulación es asociado al peso del escenario correspondiente. Finalmente, con esta información, se calculan estadísticos de índices de desempeño de la micro red.

Específicamente, este estudio busca evaluar el estado estacionario alcanzado por el control secundario de tensión durante la falla de una línea de comunicación. El tipo de falla estudiado corresponde a la pérdida de comunicación inesperada entre dos nodos de la red, la cual se detalla en el Capítulo 2.6.4. Para lograr esto, cada simulación se inicia con todas las líneas de comunicación funcionando correctamente, luego, en un instante de tiempo determinado y por el resto de la simulación, se induce la falla de una de las líneas de comunicación, modificando la matriz de adyacencia, y finalmente, una vez superado el transiente provocado por la falla, se extrae la información de la tensión en estado estacionario de cada barra de la micro red. Además, con el objetivo de aislar el impacto que tiene la pérdida de la línea, se asume que durante toda la simulación se mantiene constante la demanda eléctrica y los recursos energéticos, definidos por el escenario correspondiente. Entonces, si B es el número de barras de la micro red que se está evaluando, se denota por $\mathcal{V}_\ell(x_{\varepsilon,h}^n) = [\mathcal{V}_\ell^1(x_{\varepsilon,h}^n), \mathcal{V}_\ell^2(x_{\varepsilon,h}^n), \dots, \mathcal{V}_\ell^B(x_{\varepsilon,h}^n)]$ al vector que contiene la tensión en estado estacionario de las barras durante una falla en la línea de comunicación ℓ , en el escenario de demanda y recursos energéticos $x_{\varepsilon,h}^n$, donde $n \in \{1, 2, \dots, N_{\varepsilon,h}^*\}$.

Considerando lo anterior, se definen los siguientes índices de desempeño [67, 68, 69]:

- **Caída de tensión (CT_ℓ^b):** Este índice muestra la ocurrencia de una caída de tensión en la barra b por debajo del límite permitido (V_{min}) durante una falla en la línea ℓ y se define con la siguiente ecuación:

$$CT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) = \begin{cases} 1 & \text{Si } \mathcal{V}_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) < V_{min} \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (3.13)$$

- **Alza de tensión (AT_ℓ^b):** Este índice muestra la ocurrencia de una alza de tensión en la barra b por sobre el límite permitido (V_{max}) durante una falla en la línea ℓ y se define con la siguiente ecuación:

$$AT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) = \begin{cases} 1 & \text{Si } \mathcal{V}_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) > V_{max} \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (3.14)$$

- **Severidad de caída de tensión (SCT_ℓ^b):** Este índice mide por cuanto se sobrepasa el límite de tensión mínima (V_{min}) en la barra b durante una falla en la línea ℓ y se

define con la siguiente ecuación:

$$SCT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) = CT_\ell^b \times (V_{min} - \mathcal{V}_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n)) \quad (3.15)$$

- **Severidad de alza de tensión (SAT_ℓ^b):** Este índice mide por cuanto se sobrepasa el límite de tensión máxima (V_{max}) en la barra b durante una falla en la línea ℓ y se define con la siguiente ecuación:

$$SAT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) = AT_\ell^b \times (\mathcal{V}_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) - V_{max}) \quad (3.16)$$

- **Demanda mal suministrada (DM_ℓ):** Este índice mide la severidad una falla en la línea ℓ en términos de la potencia demandada por los consumos que están conectados a una barra cuya tensión está fuera de los límites permitidos durante dicha falla. Así, si $D^b(x_{\varepsilon,h}^n)$ representa la potencia demandada en la barra b en el escenario $x_{\varepsilon,h}^n$, entonces, DM_ℓ se define con la siguiente ecuación:

$$DM_\ell(x_{\varepsilon,h}^n) = \sum_{b=1}^B D^b(x_{\varepsilon,h}^n) \times (CT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) + AT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n)) \quad (3.17)$$

A partir de los índices definidos, se pueden calcular diferentes medidas estocásticas del desempeño del controlador secundario, las cuales se definen a continuación:

- **Probabilidad de caída de tensión en una barra ($PCT_\ell^b(\varepsilon, h)$):** Esta medida corresponde a la probabilidad de que durante una falla en la línea de comunicaciones ℓ , exista una caída de tensión en la barra b , en la hora h del día típico de la estación ε . Entonces, puede ser aproximada por la siguiente ecuación:

$$PCT_\ell^b(\varepsilon, h) \approx Pr \left[x \in \{x_{\varepsilon,h}^n : n \in NCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}\} \mid \ell, \varepsilon, h \right] \quad (3.18)$$

donde $NCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}$ es el conjunto de índices asociados a los escenarios en donde se produce una caída de tensión en la barra b , es decir, $NCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell} = \{n : CT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n) = 1\}$. El valor de esta medida puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$PCT_\ell^b(\varepsilon, h) \approx \frac{\sum_{n \in NCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}} w_{\varepsilon,h}^n}{\sum_{n=1}^{N_{\varepsilon,h}^*} w_{\varepsilon,h}^n} \quad (3.19)$$

- **PDF de severidad de caída de tensión en una barra ($fSCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y)$):** Esta función corresponde a la PDF de la severidad de caída de tensión en la barra b , condicional a una falla en la línea ℓ y a que existe una caída de tensión en dicha barra, a la hora h del día típico de la estación ε . Matemáticamente:

$$fSCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y) \approx Pr \left[y = SCT_\ell^b(x) \mid x \in \{x_{\varepsilon,h}^n : n \in NCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}\}, \ell, \varepsilon, h \right] \quad (3.20)$$

Esta PDF puede ser estimada usando el método de KDE en combinación con IS, detallado en el capítulo 2.3. Así, queda determinado por la siguiente expresión:

$$fSCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y) \approx \frac{\frac{1}{Bw} \sum_{n \in NCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}} K\left(\frac{y - SCT_{\ell}^b(x_{\varepsilon,h}^n)}{Bw}\right) \times w_{\varepsilon,h}^n}{\sum_{n \in NCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}} w_{\varepsilon,h}^n} \quad (3.21)$$

donde K es una función Kernel y Bw es su ancho de banda.

- **Probabilidad de alza de tensión en una barra ($PAT_{\ell}^b(\varepsilon, h)$):** Análogo a PCT_{ℓ}^b , esta medida corresponde a la probabilidad de que durante una falla en la línea de comunicaciones ℓ , exista un alza de tensión en la barra b , en la hora h del día típico de la estación ε . Entonces, puede aproximarse por:

$$PAT_{\ell}^b(\varepsilon, h) \approx Pr \left[x \in \{x_{\varepsilon,h}^n : n \in NAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}\} \mid \ell, \varepsilon, h \right] \quad (3.22)$$

con $NAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell} = \{n : AT_{\ell}^b(x_{\varepsilon,h}^n) = 1\}$. Se puede computar el valor de esta medida con la siguiente expresión:

$$PAT_{\ell}^b(\varepsilon, h) \approx \frac{\sum_{n \in NAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}} w_{\varepsilon,h}^n}{N_{\varepsilon,h}^* \sum_{n=1} w_{\varepsilon,h}^n} \quad (3.23)$$

- **PDF de severidad de alza de tensión en una barra ($fSAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y)$):** Análogo a $fSCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}$, esta función corresponde a la PDF de la severidad de alza de tensión en la barra b , condicional a una falla en la línea ℓ y a que existe un alza de tensión en la barra, a la hora h del día típico de la estación ε . Entonces queda determinada por:

$$fSAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y) \approx Pr \left[y = SAT_{\ell}^b(x) \mid x \in \{x_{\varepsilon,h}^n : n \in NAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}\}, \ell, \varepsilon, h \right] \quad (3.24)$$

y su valor puede ser computado por:

$$fSAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y) \approx \frac{\frac{1}{Bw} \sum_{n \in NAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}} K\left(\frac{y - SCT_{\ell}^b(x_{\varepsilon,h}^n)}{Bw}\right) \times w_{\varepsilon,h}^n}{\sum_{n \in NAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}} w_{\varepsilon,h}^n} \quad (3.25)$$

- **Probabilidad de caída de tensión en la red ($PCT_{\ell}(\varepsilon, h)$):** Esta medida corresponde a la probabilidad de que, por lo menos una barra, presente una caída de tensión en la hora h del día típico de la estación ε , dada una falla en la línea de comunicaciones ℓ . Así, si se define $NCT_{\varepsilon,h}^{\ell}$ como el conjunto de índices asociados a los escenarios en donde se produce la caída mencionada, es decir, $NCT_{\varepsilon,h}^{\ell} = \{n : \sum_{b=1}^B CT_{\ell}^b(x_{\varepsilon,h}^n) > 0\}$, entonces, la medida $PCT_{\ell}(\varepsilon, h)$ se puede aproximar por siguiente ecuación

$$PCT_{\ell}(\varepsilon, h) \approx Pr \left[x \in \{x_{\varepsilon,h}^n : n \in NCT_{\varepsilon,h}^{\ell}\} \mid \ell, \varepsilon, h \right] \quad (3.26)$$

cuyo valor puede ser computado por:

$$PCT_\ell(\varepsilon, h) \approx \frac{\sum_{n \in NCT_{\varepsilon, h}^\ell} w_{\varepsilon, h}^n}{N_{\varepsilon, h}^*} \quad (3.27)$$

$$\sum_{n=1} w_{\varepsilon, h}^n$$

- **Probabilidad de alza de tensión en la red** ($PAT_\ell(\varepsilon, h)$): Esta medida es análoga a la anterior. Entonces, se define $NAT_{\varepsilon, h}^\ell$ como el conjunto de índices asociados a los escenarios en donde se produce un alza de tensión en alguna barra durante una falla en la línea ℓ , es decir, $NAT_{\varepsilon, h}^\ell = \{n : \sum_{b=1}^B AT_\ell^b(x_{\varepsilon, h}^n) > 0\}$, entonces, $PAT_\ell(\varepsilon, h)$ puede aproximarse por la siguiente ecuación

$$PAT_\ell(\varepsilon, h) \approx Pr [x \in \{x_{\varepsilon, h}^n : n \in NAT_{\varepsilon, h}^\ell\} | \ell, \varepsilon, h] \quad (3.28)$$

cuyo valor puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$PAT_\ell(\varepsilon, h) \approx \frac{\sum_{n \in NAT_{\varepsilon, h}^\ell} w_{\varepsilon, h}^n}{N_{\varepsilon, h}^*} \quad (3.29)$$

$$\sum_{n=1} w_{\varepsilon, h}^n$$

- **PDF de demanda mal suministrada** ($fDM_{\varepsilon, h}^\ell(y)$): Esta función corresponde a la PDF de la demanda mal suministrada condicional a una falla en la línea de comunicación ℓ y a que la tensión de alguna de las barras esté fuera de los límites permitidos, en la hora h del día típico de la estación ε . Entonces, si $NACT_{\varepsilon, h}^\ell = NCT_{\varepsilon, h}^\ell \cup NAT_{\varepsilon, h}^\ell$, esta PDF puede aproximarse por:

$$fDM_{\varepsilon, h}^\ell(y) \approx Pr [y = DM_\ell(x) | x \in \{x_{\varepsilon, h}^n : n \in NACT_{\varepsilon, h}^\ell\}, \ell, \varepsilon, h] \quad (3.30)$$

Esta función se puede estimar a partir de los escenarios y sus pesos según la siguiente ecuación:

$$fDM_{\varepsilon, h}^\ell(y) \approx \frac{\frac{1}{Bw} \sum_{n \in NACT_{\varepsilon, h}^\ell} K \left(\frac{y - DM_\ell(x_{\varepsilon, h}^n)}{Bw} \right) \times w_{\varepsilon, h}^n}{\sum_{n \in NACT_{\varepsilon, h}^\ell} w_{\varepsilon, h}^n} \quad (3.31)$$

Finalmente, mediante los índices y medidas propuestas se puede responder preguntas como: ¿la falla de qué línea produciría un mayor problema en la red?, ¿en qué periodo del año la red está más vulnerable a que la falla de una línea de comunicación desencadene un problema mayor?. Además, esta información puede ser usada como insumo para estudios posteriores, como por ejemplo, en el caso de agregar una nueva línea a la red de comunicación, determinar qué línea nueva harían el sistema mas robusto; o si se desea agregar un nuevo generador al control, esta información puede ayudar a definir con qué vecinos debería intercambiar información para mantener la confiabilidad del sistema.

3.4. Discusión

Con respecto al modelo de referencia que se utiliza en este trabajo, cabe destacar que es un modelo no secuencial y tiene una resolución temporal horaria. Si bien es cierto que el control secundario de una microrred trabaja en una escala temporal mucho menor, es importante notar que este modelo busca representar las diferentes condiciones de funcionamiento (en términos del nivel de demanda y recursos energéticos disponibles) a los que se puede ver enfrentado el controlador, con el objetivo de evaluar el estado estacionario que alcanza en esos escenarios, y no así, en términos de su respuesta dinámica frente a la variabilidad de dichas variables energéticas, por lo que una escala temporal horaria es suficiente para este propósito. No obstante, este modelo de referencia puede ser mejorado utilizando datos con una mayor resolución temporal, los cuales le agregarían información, ya que habría una mayor cantidad de datos disponibles para entrenar el modelo, pero sin necesidad de cambiar la resolución horaria de éste.

En lo referente a la etapa de muestreo propuesta en esta metodología, es importante destacar que en este punto es donde se incluye una de las contribuciones más importantes de este trabajo, ya que la metodología propuesta permite tomar una decisión informada con respecto a la cantidad de muestras necesarias, fijando un porcentaje de pérdida de información al que se está dispuesto a incurrir.

Finalmente, es importante tener que cuenta que los índices de desempeño propuestos responden a la intención de evaluar específicamente el error en la regulación de tensión durante la falla de una de las líneas de comunicación, cuyo análisis no ha sido reportado previamente, por lo que es una de las contribuciones de este trabajo. No obstante lo anterior, la metodología propuesta puede ser utilizada para evaluar otras variables respecto a la confiabilidad de la red, para lo cual bastaría con escoger los índices adecuados para cada caso.

Capítulo 4

Caso de estudio: Evaluación del controlador secundario de tensión distribuido en una micro red sintética

En este Capítulo, se implementa la metodología propuesta para evaluar la respuesta de una micro red sintética con controlador secundario distribuido, durante la falla de diferentes líneas de comunicación.

4.1. Caso de estudio

La red bajo estudio es una micro red sintética operando de forma aislada, inspirada en una red de distribución de Santiago de Chile, cuyo esquema se muestra en la Figura 4.1. Ésta tiene una topología radial, que se compone de 22 barras, nombradas con el prefijo ‘B’ y numeradas según el orden de una búsqueda en profundidad; tiene 13 puntos de demanda, nombrados con el prefijo ‘D’ y numeradas según la barra a la que están asociados; 5 generadores fotovoltaicos, nombrados con el prefijo ‘PV’; 5 baterías, las cuales se encargan del control, nombradas con el sufijo ‘C’; y 5 líneas de comunicación nombradas con el prefijo ‘L’ y numeradas con los números de los nodos que conecta. Los principales parámetros de la red se muestran en la Tabla 4.1.

Parámetro	Valor	Unidad
Tensión nominal fase-neutro	220	V
Límites de desviación de tensión nominal	$\pm 7,5 / \pm 16,5$	%/V
Frecuencia nominal	50	Hz
Resistencia de línea	0,1	Ω
Inductancia de línea	7,2	mH
Demanda máxima	30,4	kW
Potencia instalada PV	16,8	kWp

Tabla 4.1: Parámetros de la red en estudio.

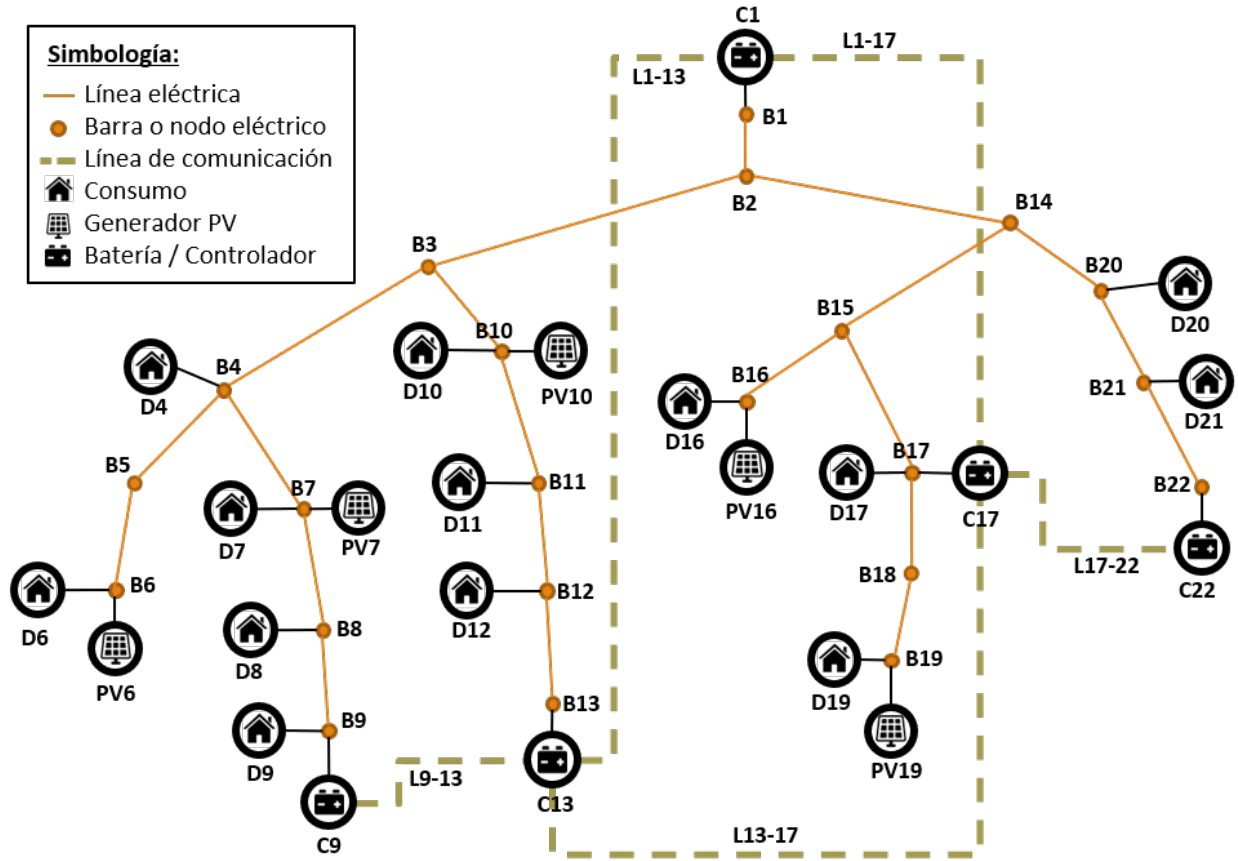


Figura 4.1: Esquema de la red utilizada como caso de estudio.

Con respecto a las líneas eléctricas, para efectos de simplicidad, se asume que la red es completamente trifásica y balanceada, también, que la impedancia de las líneas es mayormente inductiva, de tal forma de poder implementar el control primario *droop* clásico, sin necesidad de implementar otro lazo de control, como por ejemplo una impedancia virtual, que corrija el problema de tener líneas resistivas, y además, se asume que todas tienen la misma impedancia. En la Tabla 4.1 se muestran los valores de impedancia de línea considerados.

En cuanto a la demanda eléctrica, la carga está distribuida a lo largo de la red según la proporción mostrada en la Tabla 4.2, se asume que esta proporción se mantiene en todos los escenarios. Además, el consumo máximo de la micro red es de 32 [kVA], y se asume un factor de potencia de 0.9487 para todos los escenarios.

En lo concerniente a los generadores fotovoltaicos, se asume que a todos les llega la misma radiación solar e inyectan a máxima potencia en función de ésta. Además, para calcular la potencia generada en función de la radiación, se considera un modelo simplificado compuesto únicamente por un coeficiente de rendimiento general (η_{PV}) donde se incluyen todos los efectos de temperatura, inclinación, sombras, pérdidas, etc. que afectan la potencia generada por el panel. Entonces, el modelo queda definido por la siguiente ecuación:

$$P_{gen}(R_{sol}) = \eta_{PV} \times P_{nom} \times R_{sol}/R_{nom} \quad (4.1)$$

Demanda	Distribución de carga [%]
D4	6,58
D6	3,95
D7	9,21
D8	3,95
D9	3,95
D10	1,32
D11	6,58

Demanda	Distribución de carga [%]
D12	5,26
D16	18,42
D17	1,32
D19	13,16
D20	11,84
D21	14,47

Tabla 4.2: Distribución de carga

donde P_{gen} es la potencia generada, P_{peak} es la potencia nominal, R_{sol} es la radiación solar y R_{nom} es la radiación nominal. Para efectos de este estudio se considera $\eta = 0,785$ y $R_{nom} = 1000[W/m^2]$ y que los generadores inyectan con un factor de potencia de 0.9487. En la Tabla 4.3 se muestran los valores de potencia nominal de los generadores. Finalmente, para efectos de la simulación de la micro red, cada generador PV se modela como un inversor de tipo *grid-feeding* [70, 71]. El valor de los parámetros del controlador se muestran en la Tabla 4.5, este controlador será igual para todos los generadores, pero su referencia de potencia está dada por la ecuación (4.1), por lo que depende de la potencia nominal de cada generador.

Generador fotovoltaico	Potencia nominal [kWp]
PV6	2,1
PV7	4,9
PV10	1,4
PV16	7
PV19	1,4

Tabla 4.3: Potencia nominal de los generadores fotovoltaicos

Por otro lado, las baterías son las responsables del control primario y secundario de la micro red, además, con el objetivo de aislar el desempeño de estos controladores, se asume que las baterías siempre tienen carga y capacidad de almacenamiento disponible, de esta forma se elimina cualquier efecto producido aguas arriba del control secundario, por ejemplo, del control terciario o del dimensionamiento de la micro red. Con respecto la simulación de la micro red, cada batería se modela como un inversor *grid-forming* [70, 71]; el control primario de frecuencia y tensión es realizado con control *Droop* de potencia activa - frecuencia y de potencia reactiva - tensión respectivamente; y el control secundario de tensión y frecuencia se realiza con control DAPI detallado en el Capítulo 2.6, además, se asume que las líneas de la red de comunicación son ideales mientras no estén en una condición de falla, es decir, no se considera ningún tipo de perturbación en las señales como ruido, retardo, pérdidas de paquetes, etc. El valor de los parámetros de los controladores se muestran en la Tabla 4.5 y el valor de potencia nominal de las baterías se muestran en la Tabla 4.4, cabe destacar que el valor de los parámetros del control interno y del control secundario de tensión y frecuencia son iguales para todas las baterías.

Batería	Potencia nominal [kW]
C1	10
C9	10
C13	6
C17	10
C22	5

Tabla 4.4: Potencia máxima de baterías

Parámetro	Valor
Control interno de tensión y corriente	
Ganancia proporcional de tensión	1,7
Ganancia integral de tensión	73
Ganancia proporcional de corriente	17,3
Ganancia integral de corriente	7208
Inductancia del filtro [mH]	1,8
Resistencia del filtro [Ω]	0,1
Capacitancia del filtro [μF]	25
Control primario <i>droop</i> de tensión y frecuencia	
Coefficiente $P - w$ de C1, C9 y C17	$1,9 \times 10^{-3}$
Coefficiente $P - w$ de C13	$3,1 \times 10^{-3}$
Coefficiente $P - w$ de C22	$3,8 \times 10^{-3}$
Coefficiente $Q - v$ de C1, C9 y C17	4×10^{-3}
Coefficiente $Q - v$ de C13	$6,6 \times 10^{-3}$
Coefficiente $Q - v$ de C22	$7,9 \times 10^{-3}$
Control secundario <i>DAPI</i> de tensión y frecuencia	
Ganancia de DAPI de frecuencia k_i	0,1
Ganancia de DAPI de tensión κ_i	0,15
Ganancia de DAPI de tensión β_i	1
Ganancia de DAPI de tensión b_i	42,5

Tabla 4.5: Parámetros de los controladores internos, primario y secundario de la micro red.

Finalmente, es importante mencionar que el modelamiento de la micro red está basado en el trabajo reportado en [71] y la sintonización de los controladores se realizó de forma heurística usando como punto de partida los valores usados en dicho trabajo y en [61]. Además, todos los controladores son implementados en Simulink[®] y el circuito eléctrico en el *toolbox* PLECS Blockset[®].

En lo que sigue de este Capítulo se evaluará la micro red descrita, por medio de la metodología propuesta, frente a la falla de tres líneas de la red de comunicación: L13-17, L17-22 y L9-13. Es importante notar que para el caso en que falla la línea L13-17, la red de comunicaciones no pierde su conectividad, por otro lado, en los casos en que fallan las líneas L9-13 y

L17-22, se produce un aislamiento de las baterías C9 y C22 respectivamente. Cabe destacar que se estudiará cada falla independientemente, es decir, se simulará la falla de una línea a la vez. Finalmente, es importante mencionar que el control secundario está sintonizado dándole una importancia considerable a la distribución de carga entre los generadores, lo cual permitirá observar cómo esta característica induce errores en la regulación de tensión frente a las fallas evaluadas.

4.2. Modelo estocástico

En esta etapa se busca determinar el modelo de referencia de los recursos energéticos y demanda eléctrica para cada estación ($\hat{f}_{\varepsilon,h}(x)$ con $h \in \{1, 2, \dots, 24\}$ y $\varepsilon \in \{1, \dots, E\}$), a partir del cual se extraerán los escenarios en donde será evaluada la micro red durante la falla de distintas líneas de comunicación.

Para lograr este objetivo, se utilizan datos horarios de demanda y radiación solar de los años 2017 y 2018. Los datos de demanda corresponden a la demanda agregada de la subestación de distribución La Reina, la cual electrifica una zona residencial de Santiago, éstos pueden ser extraídos de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional (www.coordinador.cl). Cabe mencionar que estos datos son escalados para obtener una demanda con una potencia máxima de 32 [KVA]. Por otro lado, los datos de radiación son extraídos de la Red Agrometeorológica de INIA (<https://agrometeorologia.cl/>), específicamente, se utilizan los datos de la estación meteorológica Rinconada de la Universidad de Chile.

Luego, se combina la información de las fuentes mencionadas, creando tuplas con los datos de radiación y demanda de una misma fecha y hora. Posteriormente, se divide el año en 52 semanas y se agrupan las tuplas que pertenecen a una misma semana y a una misma hora. Con esto, se obtienen 52x24 grupos de tuplas, y cada uno es dividido por la mitad, aleatoriamente, para generar un conjunto de entrenamiento y otro de validación.

Siguiendo con la metodología explicada en Capítulo 3.1, se utiliza el Algoritmo 1, que dado un número de estaciones E , entrega el conjunto de semanas que compone cada estación de año, con lo que se calcula el modelo de referencia para dicha cantidad de estaciones. Entonces, para determinar el número de estaciones que representa mejor el año, se repite dicho algoritmo para $E \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8\}$. Luego, se calcula el *Log-Likelihood* de parámetro E condicional a los datos de validación, los cuales se muestran en la Figura 4.2, donde se observa que el modelo de mejor desempeño es el de tres estaciones, es decir, $E = 3$.

En la tabla 4.6 se muestra la distribución de las semanas en las estaciones del año, donde se puede ver que la Estación 1 corresponde aproximadamente a la temporada primavera-verano, por lo que de aquí en más la llamaremos Estación P-V; la Estación 2 corresponde a la transición del verano al otoño, por lo que la llamaremos Estación O; y la Estación 3 corresponde mayoritariamente al invierno, pero toma partes del final del otoño y principios de la primavera, entonces la llamaremos Estación I. Cabe destacar que las estaciones encontradas con el algoritmo resultan ser continuas y cíclicas exceptuando las semanas 38 y 39, lo que es coherente con el proceso físico que se está modelando.

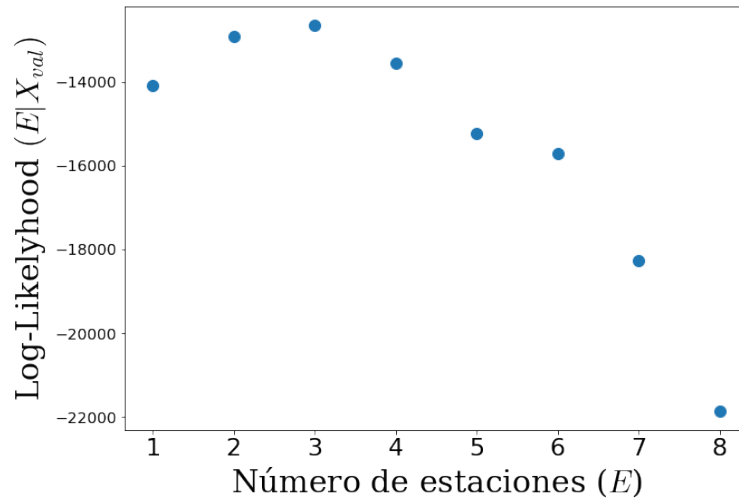


Figura 4.2: *Log-Likelihood* del modelo en función del número de estaciones.

Semana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Estación	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2

Semana	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Estación	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3

Semana	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
Estación	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	2

Semana	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Estación	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.6: Distribución de semanas en las estaciones del año.

Adicionalmente, en la Figura 4.3 se muestran diagramas de caja de los datos de radiación solar y demanda para cada hora de los días que pertenecen a las diferentes estaciones del modelo, donde se puede observar un aumento en la demanda eléctrica en la temporada de invierno, lo que se puede asociar a la disminución de las horas de luz y de la necesidad de calefacción. También se puede ver un aumento en la variabilidad de la misma, el cual puede ser atribuido a que al final del otoño y al principio de la primavera las temperatura no son tan bajas y aumentan las horas de luz, por lo que la demanda sería menor en esos días, comparados al periodo de invierno. Finalmente, se observa un aumento en la variabilidad de la radiación solar en las estaciones O e I, el cual puede ser asociado al aumento de nubosidad en estos periodos.

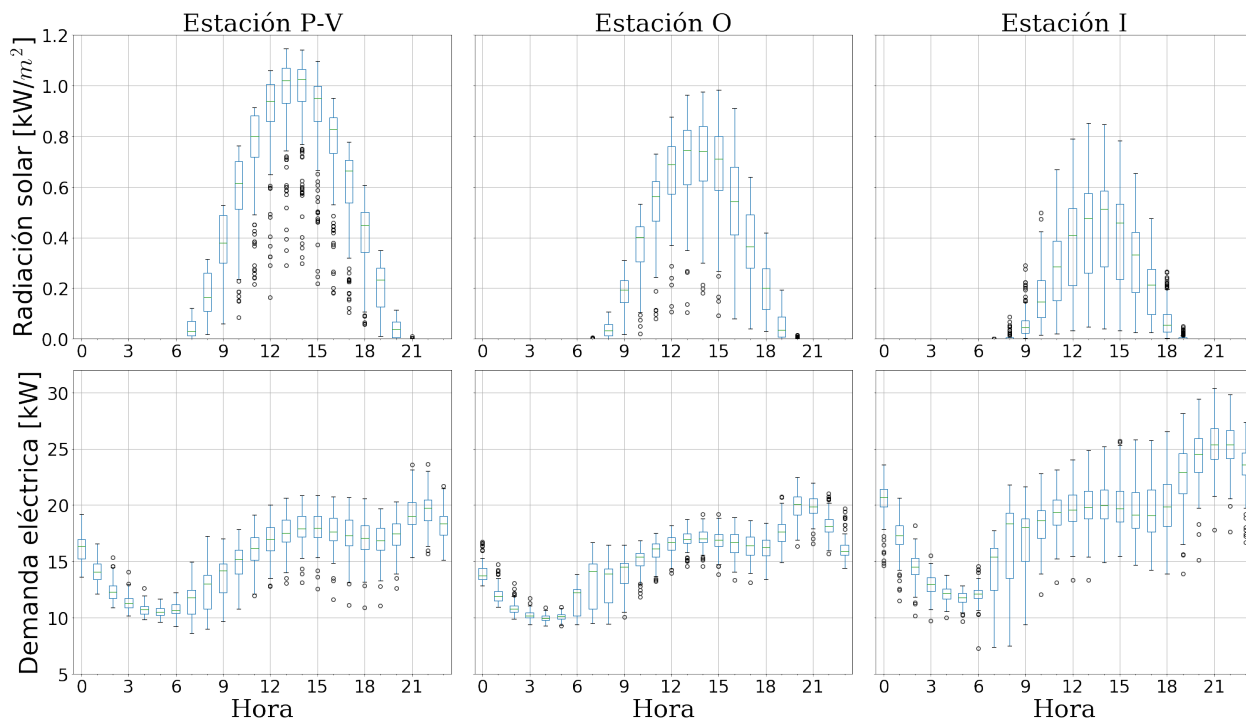
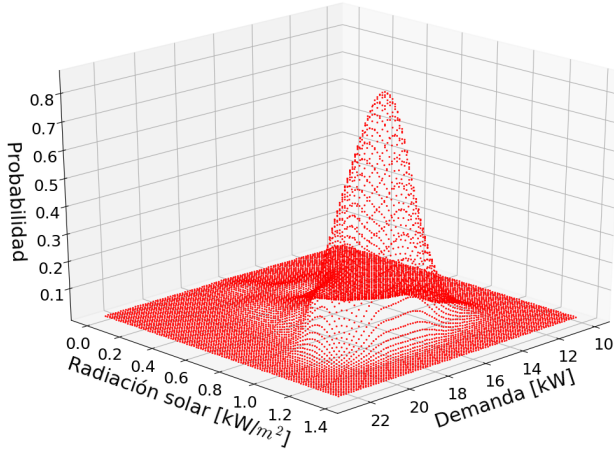


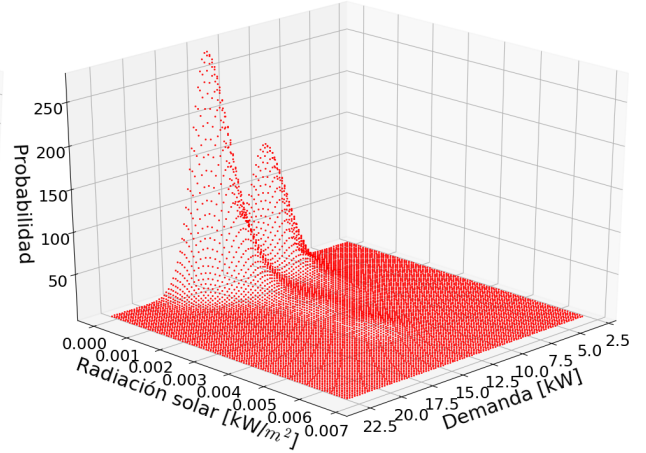
Figura 4.3: Diagrama de caja de los datos de radiación solar y demanda eléctrica, para las 3 estaciones del modelo.

Finalmente, se calcula el modelo de referencia para cada hora y cada estación del año por medio de KDE sobre los datos de entrenamiento. Con esto, el modelo obtenido consta de 72 PDFs de radiación y demanda eléctrica, una para cada hora de los 3 días típicos que representan las estaciones del año ($f_{\varepsilon,h}(x)$ con $h \in \{1, 2, \dots, 24\}$ y $\varepsilon \in \{1, \dots, E = 3\}$).

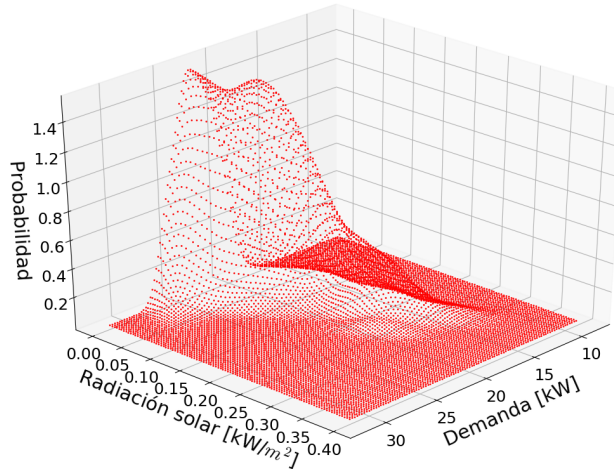
En la Figura 4.4 se muestran 3 ejemplos de las PDFs obtenidas con la metodología propuesta. Es interesante notar que en las Figuras 4.4b y 4.4c se observa el efecto de borde producido por el límite del soporte de las PDFs, las cuales no pueden tomar números negativos en el eje de la demanda ni en el eje de la radiación solar. También, se puede ver que en la PDF de la hora 7 de la Estación O (Figura 4.4b) no se observa una correlación entre la demanda y la radiación solar, en cambio, para el caso de las 18 horas de la Estación I (Figura 4.4c), se produce la tendencia de que cuando hay una mayor radiación solar, hay una menor demanda. Este fenómeno se puede atribuir a que la demanda eléctrica a las 7 de la mañana, corresponde mayoritariamente a la gente haciendo la rutina diaria del comienzo del día, lo que es independiente de las variables climatológicas, por otro lado, a las 18 horas, la población empieza a volver a sus casa y tiene más libertad para variar su comportamiento en función del clima.



(a) Hora 12 del día típico de la Estación P-V.



(b) Hora 7 del día típico de la Estación O.



(c) Hora 18 del día típico de la Estación I.

Figura 4.4: PDF de radiación solar y demanda eléctrica estimada con el modelo de referencia $\hat{f}_{\varepsilon,h}(x)$.

4.3. Muestreo de escenarios

En esta etapa se busca encontrar la cantidad de escenarios suficientes para que, al simplificar el modelo de referencia con IS, no se pierda más información que cierto límite admisible.

Primero, es importante recordar que: (i) a partir del modelo de referencia $\hat{f}_{\varepsilon,h}$, se utiliza IS para extraer un número N de escenarios y asignarles un peso, luego usando KDE, se estima una PDF simplificada del modelo $\hat{f}_{\varepsilon,h}$; (ii) el límite de pérdida admisible se define como el porcentaje α^* de la información contenida en la PDF del modelo de referencia, es decir, para la hora h de la estación ε , el límite está dado por $\alpha^* \% \times H(\hat{f}_{\varepsilon,h})$; y (iii) la información perdida por una simplificación con N escenarios se calcula como la Divergencia de Kullback-Leibler entre la PDF de referencia y la PDF simplificada, es decir, $D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h} || \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$.

Con respecto a la simplificación del modelo, para cada hora y estación se define una distribución de importancia $q_{\varepsilon,h}$, la cual es una distribución uniforme rectangular entre los límites del soporte del modelo de referencia. Para efectos prácticos, dichos límites se definen

como los valores mínimos y máximos de radiación solar y demanda eléctrica, para los que cualquier valor fuera de ese rango tiene una probabilidad menor a 10^{-6} , a modo de ilustración, las PDF mostradas en la Figura 4.4 están graficadas dentro de dicho rango. Además, con respecto a la implementación del método de KDE, se usa un Kernel gaussiano y el ancho de banda se calcula según la regla de Silverman [47].

Referente al cálculo del número de escenarios suficientes para la simplificación del modelo, siguiendo los pasos del Algoritmo 2, primero se determina el porcentaje de información máximo que se está dispuesto a perder, para efectos de este estudio se fija en $\alpha^* = 7,5\%$.

Luego, se define la precisión y confiabilidad con que se desea estimar el máximo error teórico de las simplificaciones ($\bar{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$), usando el máximo error empírico ($\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$). En este caso, se usa una precisión $\theta = 0,05$ y una confiabilidad $(1 - \phi) = 0,99$, por lo que, para que se satisfaga la desigualdad (3.10), se escoge $N_{IS} = 1060$.

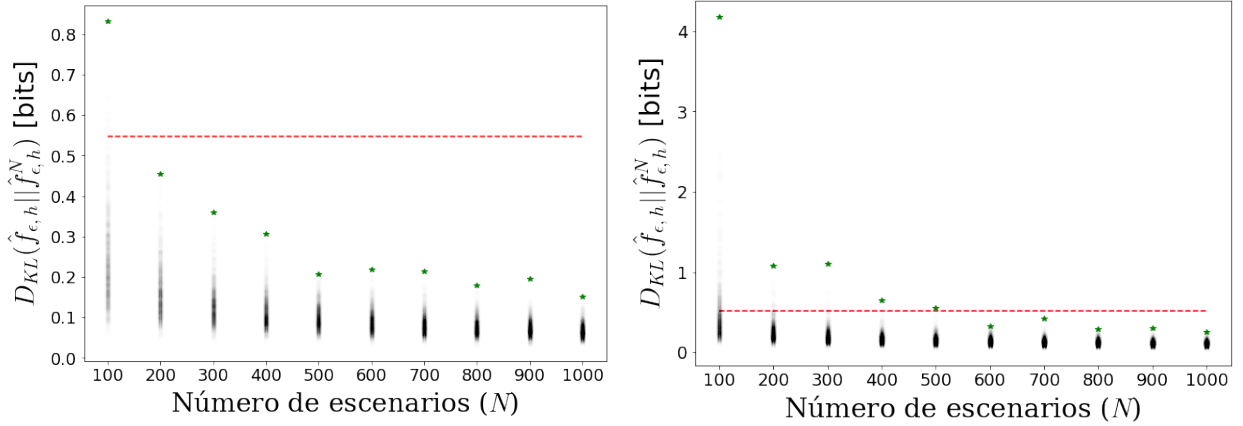
Entonces, para calcular el estimador $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$ de la hora h y la estación ε , con la confiabilidad y precisión exigidas, es necesario repetir 1060 veces la extracción de N escenarios del modelo de referencia, con estos escenarios se calculan 1060 simplificaciones $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N$ diferentes y de estas simplificaciones se extrae el máximo porcentaje de pérdida de información empírico con la siguiente relación, derivada de la ecuación 3.12:

$$\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N \times H(\hat{f}_{\varepsilon,h}) = \max_{n \in \{1:N_{IS}\}} D_{KL}(\hat{f}_{\varepsilon,h} || \hat{f}_{\varepsilon,h}^N(n))$$

Posteriormente, para determinar la cantidad de escenarios suficientes para describir el modelo de referencia ($N_{\varepsilon,h}^*$), para cada hora y cada estación, se compara el máximo error tolerable α^* con el máximo error empírico $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$, para $N \in \{100, 200, \dots, 900, 1000\}$ y se determina el valor de $N_{\varepsilon,h}^*$ como el menor N tal que no se viole el umbral de α^* . En la Figura 4.5 se ejemplifica este proceso para las horas 14, 7 y 18 de los días típicos de las estaciones P-V, O e I respectivamente. Los puntos translúcidos son las 1060 realizaciones de IS para cada número de muestras N , los puntos verdes son la realización con mayor pérdida de información $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$ en función de N y la línea roja es la máxima pérdida de información que se está dispuesto a incurrir. Entonces para estos ejemplos, el valor de $N_{\varepsilon,h}^*$ es igual a 200, 600 y 300 escenarios.

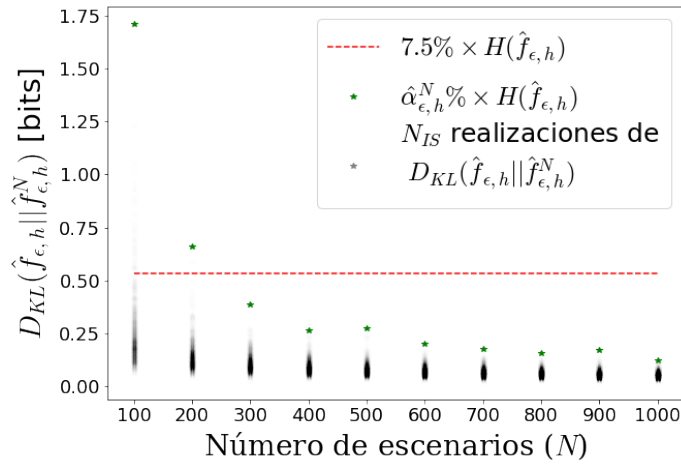
Cabe destacar que, en la Figura 4.5, se puede observar que $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$ tiende a disminuir a medida que N aumenta, lo cual es coherente con el hecho de que se están utilizando más escenarios para representar la misma PDF, y además, se ve una disminución en la variabilidad de la pérdida de información (puntos translúcidos), lo que da luces de la convergencia del método de IS.

En definitiva, el modelo simplificado para la hora h de la estación ε , queda determinado por los $N_{\varepsilon,h}^*$ escenarios de la realización de IS que presenta menor pérdida de información. A modo de ilustración, en la Figura 4.6 se compara gráficamente la PDF del modelo de referencia y la del modelo simplificado, para las horas 12, 7 y 18 de las Estaciones P-V, O e I respectivamente.



(a) Hora 12 del día típico de la Estación P-V.

(b) Hora 7 del día típico de la Estación O.

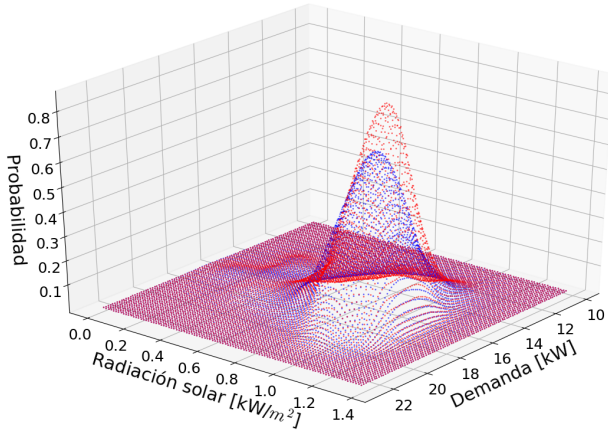


(c) Hora 18 del día típico de la Estación I.

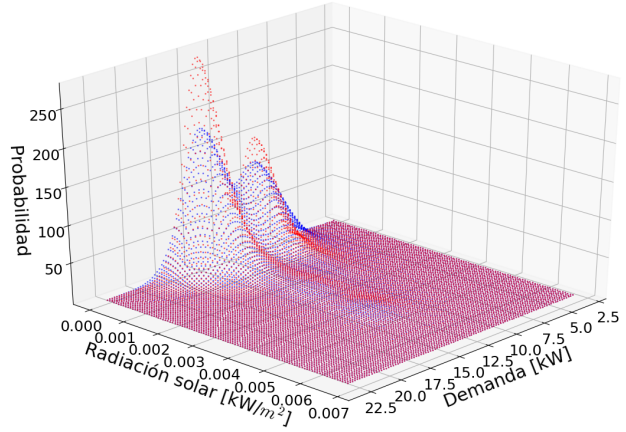
Figura 4.5: Comparación de la máxima pérdida de información admisible (α^*) y la máxima pérdida empírica ($\hat{\alpha}_{\epsilon,h}^N$) en función del número de escenarios.

Finalmente, en la Tabla 4.7 se muestra el número de escenarios suficientes para todas las horas y escenarios, en total, el modelo simplificado consta de 14100 escenarios, cada uno con un peso asociado. Cabe destacar que se observa un aumento significativo de la cantidad de muestras suficientes para la hora 21 de la Estación P-V; 7 y 20 de la Estación O; y 7, 8 y 19 de la Estación I. Estas horas, como se observa en la Figura 4.3, corresponden a momentos en que la probabilidad de tener radiación solar es bastante pequeña, pero diferente de cero. En la Figura 4.4b se muestra gráficamente la PDF del modelo de referencia de uno de esos casos, donde se puede observar que ésta se concentra en pequeñas zonas de alta probabilidad, pero su soporte se extiende por zonas donde su probabilidad es comparativamente baja. Esto provoca que el muestreo, hecho desde una distribución de importancia uniforme, sea ineficiente con respecto a la obtención de una PDF simplificada ‘parecida’ a la de referencia, sin embargo, permite obtener escenarios de baja probabilidad que podrían entregar información importante con respecto al comportamiento de la micro red durante una falla.

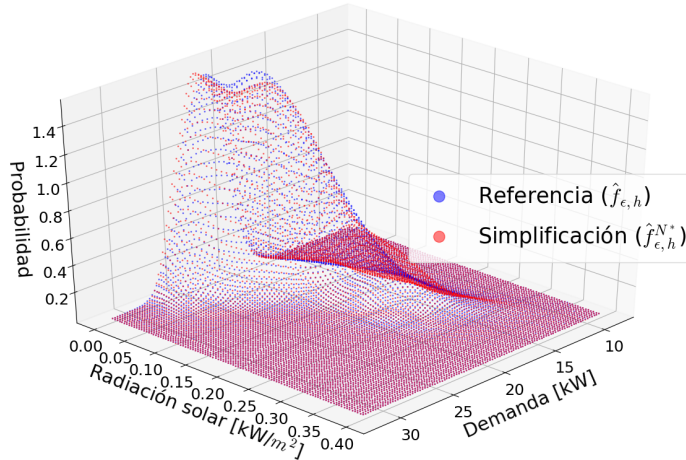
También, es importante comentar que para el caso de la hora 7 de la Estación I, no se logró satisfacer el límite de pérdida de información con $N = 1000$, pero para efectos de este estudio



(a) Hora 12 del día típico de la Estación P-V.



(b) Hora 7 del día típico de la Estación O.



(c) Hora 18 del día típico de la Estación I.

Figura 4.6: Comparación entre la PDF del modelo de referencia y la PDF de la versión simplificada con $N_{\epsilon,h}^*$ escenarios.

se fijó ese valor como límite práctico, de tal forma de no elevar excesivamente el tiempo de cómputo de las simulaciones.

4.4. Índices de desempeño

En esta etapa, se busca cuantificar el desempeño de la micro red descrita en la Sección 4.1 durante la falla de algunas de sus líneas de comunicación, mediante el cálculo de diferentes índices y medidas estadísticas.

Como se menciona antes, se estudian tres casos de falla diferentes: falla en la línea de comunicación L9-13, en la línea L13-17 y línea L17-22. Para cada uno de los casos se simula la micro red en los 14100 escenarios que componen el modelo simplificado de las estaciones del año, entonces, en total son 3×14100 simulaciones. Luego, de cada simulación, se extrae la tensión en estado estacionario durante la falla de las 22 barras de la micro red y se les asigna el peso correspondiente al escenario simulado. Finalmente, a partir de esa información, para cada hora del día típico de las estaciones del año, se calculan los índices y medidas definidos

Estación P-V

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$N_{\varepsilon,h}^*$	100	100	100	100	100	100	100	200	100	200	200	200
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$N_{\varepsilon,h}^*$	200	200	200	300	200	200	200	200	300	600	100	100

Estación O

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$N_{\varepsilon,h}^*$	100	100	100	100	100	100	100	600	200	200	100	200
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$N_{\varepsilon,h}^*$	200	200	200	200	100	100	100	200	400	100	100	100

Estación I

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$N_{\varepsilon,h}^*$	100	100	100	100	100	100	200	1000	700	300	200	200
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$N_{\varepsilon,h}^*$	200	200	200	100	200	200	300	700	100	100	100	100

Tabla 4.7: Número de escenarios necesarios para describir la demanda eléctrica y radiación solar de cada hora de los días que representan las estaciones del año.

en el Capítulo 3.3.

Además, es importante recordar que cada simulación comienza con todas las líneas de comunicación operativas y en un momento determinado se induce la falla en la línea de comunicación correspondiente, la cual se modela como un cambio en la matriz de adyacencia del grafo de comunicaciones del controlador.

Así, luego de hacer las simulaciones, se calculan los índices de desempeño de la micro red. Referente al resultado, es importante destacar que:

- Los controladores no presentaron problemas de estabilidad en ninguna de las simulaciones.
- En todos escenarios simulados, en ningún nodo se observó una violación del límite superior de tensión admisible, por lo que el resto del análisis se centra en los problemas de caída de tensión.
- Para el caso de falla en la línea $\ell = L13 - 17$, en ninguna de las barras se observaron violaciones en los límites de tensión.
- Para el caso de falla en la línea $\ell = L9 - 13$ sólo se observan problema de tensión en la Estación P-V, además, sólo se vio afectada la barra B21.
- Para la falla en la línea $\ell = L17 - 22$ sólo se presentan caídas de tensión en la Estación I y las barras afectadas son las barras B16 y B19.

Considerando lo anterior, el resultado de los índices de desempeño en función de la hora del día se resumen en las Figuras 4.7 y 4.8. En la Figura 4.7 se muestran los índices relacionados con el desempeño general de la micro red y en la Figura 4.8 se muestran los desempeños

por barra. En ambas Figuras, el lado izquierdo corresponde al día típico de la Estación P-V considerando una falla en la línea L9-13 y al lado derecho la Estación I frente a una falla en la línea L17-22.

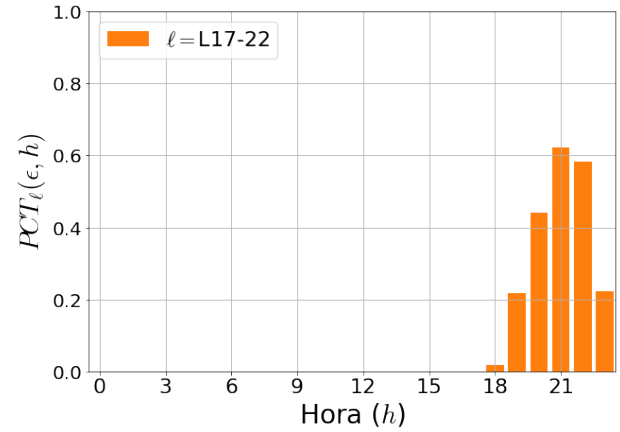
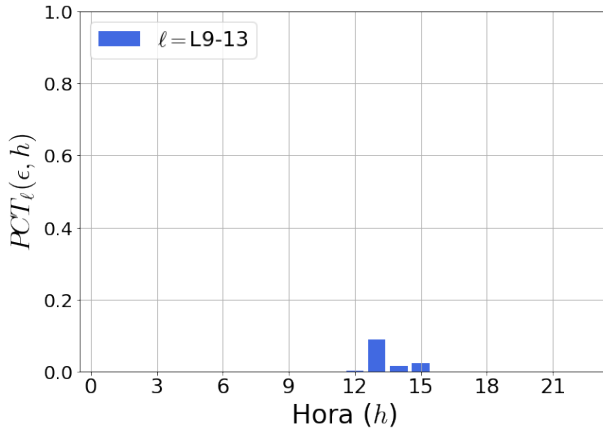
En la Figura 4.7, las sub-figuras de la parte superior muestran el valor de $PCT_{\ell}(\varepsilon, h)$, que corresponde a la probabilidad de que exista una caída de tensión en la red durante la falla de la línea de comunicaciones correspondiente, calculada con la ecuación (3.27). En éstas se puede ver que para el caso de una falla en la línea L9-13 durante la Estación P-V (Figura 4.7a), existe un riesgo de que se viole el límite de tensión entre las 12 y las 15 horas, presentando un máximo de aproximadamente un 10 % de probabilidades a las 13 horas. Por otro lado, en el caso de fallar la línea L17-22 durante la Estación I (Figura 4.7b), existe un riesgo de que se viole el límite de tensión entre las 18 y las 23 horas, con un máximo a las 21 horas, donde se supera el 60 % de probabilidades de ocurrencia. Además, es importante notar que si se compara este comportamiento con la Figura 4.3, se puede ver que la probabilidad de que exista caída de tensión se presenta en las horas en que la red está más exigida, es decir, en las horas de mayor radiación solar para la Estación P-V y en las horas de mayor demanda eléctrica para la Estación I.

Por otro lado, en las sub-figuras 4.7c y 4.7d se muestra $fDM_{\varepsilon, h}^{\ell}(y)$, que corresponde a la PDF de demanda mal suministrada, dado la existencia de una violación de los límites de tensión en alguna barra de la red, calculada con la ecuación (3.31). Con respecto a estas sub-figuras, es importante destacar que, con el objetivo de tener una mejor apreciación de las PDFs, éstas están escaladas en función del espacio disponible en el eje x, por lo que sus áreas no son iguales a 1, ni tampoco entre ellas. En estas imágenes se puede observar que las violaciones de tensión se producen en presencia de una menor cantidad de demanda para el caso de falla de la línea L9-13 durante la Estación P-V (Figura 4.7c) que en el caso de falla en la línea L17-22 durante la Estación I (Figura 4.7d), lo que, combinado con que no se observan violaciones en las horas de sol de la Estación I, demuestra el impacto que tiene la generación no despachable en el riesgo de violar límites de tensión durante la falla de una línea de comunicación.

En la Figura 4.8 se muestran los resultados de los índices disgregados por barra. En las sub-figuras 4.8a y 4.8b se muestra la probabilidad de que exista una caída de tensión en las barras B16, B19 y B21 (que son las únicas que se ven afectadas por violaciones de los límites de tensión), simbolizado por $PCT_{\ell}^b(\varepsilon, h)$ y se calcula según la ecuación (3.19). Además, en las sub-figuras 4.8c, 4.8d y 4.8e se muestran la PDFs de la severidad de la caída de tensión en las barras B16, B19 y B21 respectivamente, para los escenarios en que existe una caída de tensión en tales barras, medida como la diferencia entre la tensión alcanzada y el límite permitido, la cual se simboliza con $fSCT_{\varepsilon, h}^{b, \ell}(y)$ y se calcula con la ecuación (3.21).

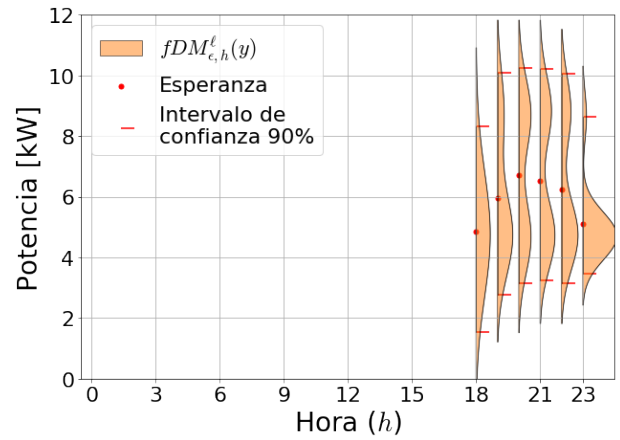
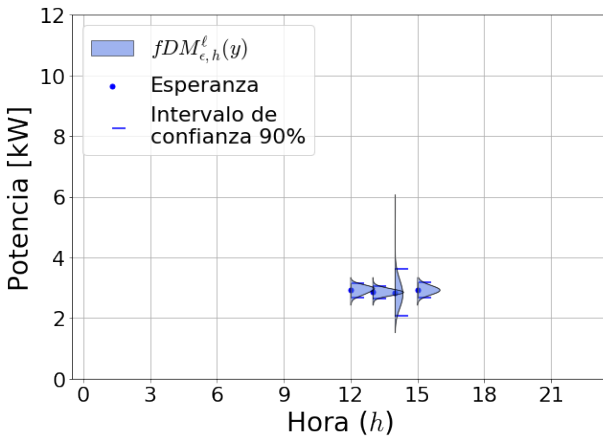
Con respecto a la información mostrada en la Figura 4.8, se puede observar que la probabilidad de que exista una caída de tensión en la barra B16 durante la falla de la línea de comunicación L17-22 en la Estación P-V (sub-figura 4.8b) es igual a la probabilidad de que haya una caída en la red bajo las mismas condiciones (sub-figura 4.7a), lo que indica que la barra B16 se vio afectada todas las veces en que se violó el límite de tensión.

Otro punto importante de destacar es que, en las sub-figuras 4.7c y 4.7d, se puede observar que para el caso de la Estación P-V, se observa que las PDFs de demanda mal suministrada



(a) Probabilidad de caída de tensión en la red para un día típico de la Estación P-V, durante la falla de la línea de comunicaciones L9-13.

(b) Probabilidad de caída de tensión en la red en un día de la Estación I, durante la falla de la línea de comunicaciones L17-22.



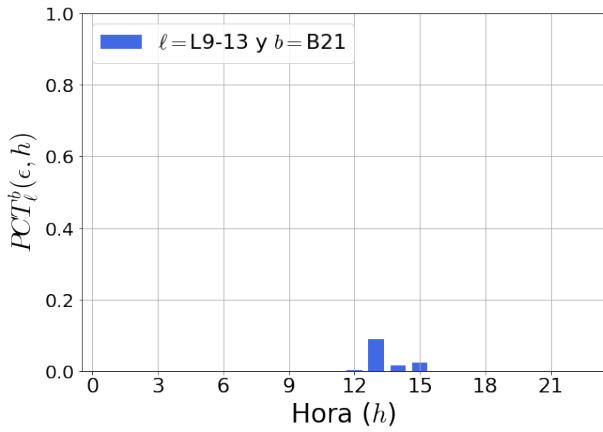
(c) PDF de demanda mal suministrada dada la existencia de violaciones de límite de tensión en un día típico de la Estación P-V, durante la falla de la línea de comunicación L9-13.

(d) PDF de demanda mal suministrada dada la existencia de violaciones de límite de tensión en un día típico de la Estación I, durante la falla de la línea de comunicación L17-22.

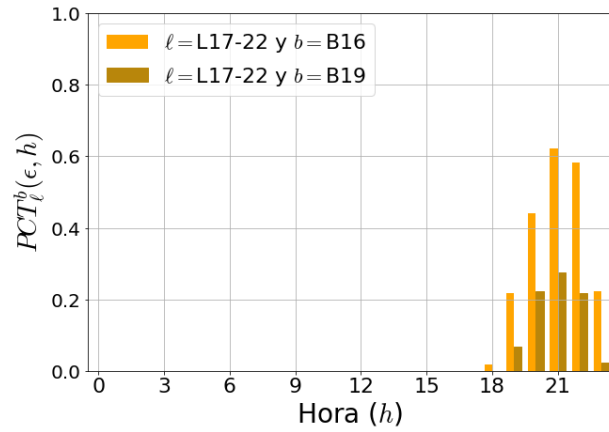
Figura 4.7: Resumen del resultado de los índices de desempeño general de la micro red.

presentan una forma gaussiana unimodal, en cambio en la Estación I, las PDFs correspondientes a las horas entre las 17 y las 23, presentan una forma bimodal. Este fenómeno puede ser explicado comparándolo con las sub-figuras 4.8a y 4.8b, en donde se puede ver que el número de modos se correlaciona con el número de barras que se ven afectadas por violaciones de tensión.

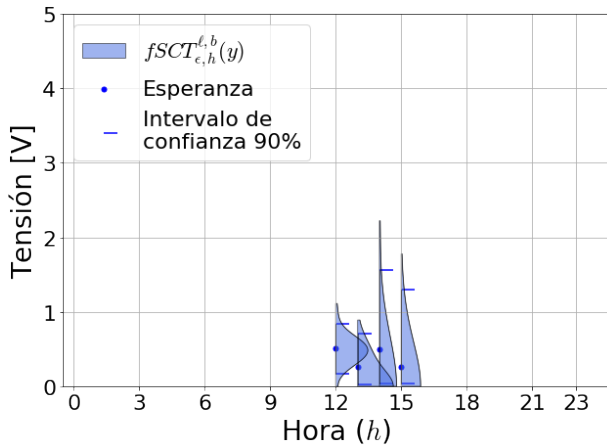
Con respecto a las sub-figuras 4.8c, 4.8d y 4.8e, es importante notar que, al igual que en las sub-figuras 4.8c y 4.8d, las PDFs están normalizadas por el espacio disponible en el eje x. En estas imágenes se puede observar que la barra B16 es la que sufre caídas de tensión más severas, siendo el periodo más crítico entre las horas 19 y 22 de los días de la Estación I, donde el intervalo de confianza del 5% más pesimista, ronda los tres Volts por debajo del límite permitido, además, este periodo coincide con el de mayor probabilidad de ocurrencia de caída de tensión dada una falla en la línea L17-22, lo que lo hace aún más peligroso.



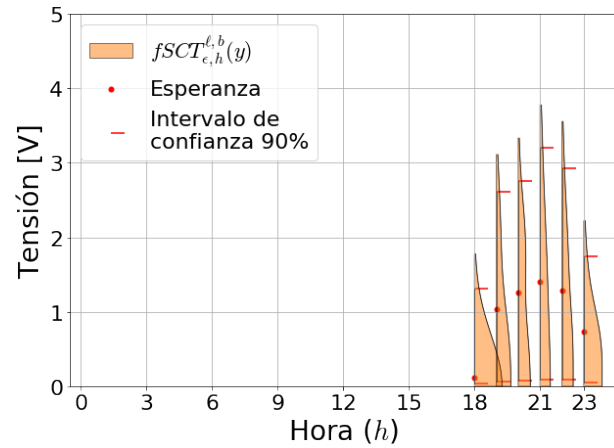
(a) Probabilidad de caída de tensión en la barra B21 en la Estación P-V, durante la falla de la línea L9-13.



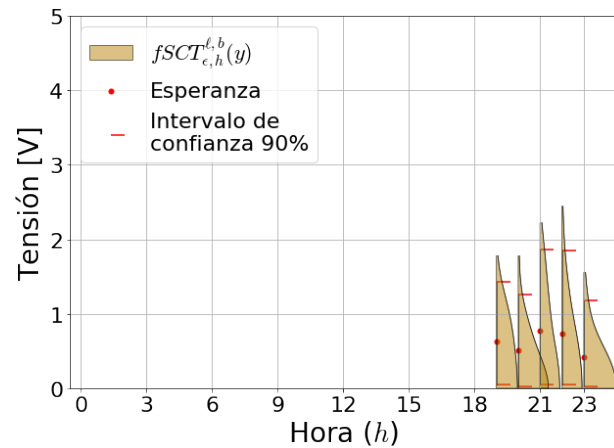
(b) Probabilidad de caída de tensión en la barra B16 y B19 en la Estación I, durante la falla de la línea L17-22.



(c) PDF de la severidad de caída de tensión en la barra B21 en la Estación P-V, dada la de tensión durante la falla de la línea L9-13.



(d) PDF de la severidad de caída de tensión en la barra B16 en la Estación I, dada la caída de tensión durante la falla de la línea L17-22.



(e) PDF de la severidad de caída de tensión en la barra B19 en la Estación I, dada la caída de tensión durante la falla de la línea L17-22.

Figura 4.8: Resumen del resultado de los índices en las barras afectadas de la micro red

En resumen, se puede decir que si falla la línea de comunicaciones L9-13 durante la Estación P-V, esta micro red puede presentar problemas de tensión durante las horas de mayor radiación solar, es decir, entre las 12 y las 15 horas, con una probabilidad pico de aproximadamente un 10 %, en donde se vería afectada una demanda esperada de al rededor de 3 [kW], concentrada en la barra B21; además, de provocarse la caída de tensión, en el peor caso, tendría una severidad menor a unos 1.5 [V] con un 95 % de probabilidad. Por otro lado, si falla la línea L17-22 durante la Estación I, se pueden presentar caídas de tensión en las horas de mayor demanda eléctrica, específicamente, entre las 19 y las 23 horas con una probabilidad mayor al 20 % y entre las 21 y las 22 con una probabilidad rondando el 60 %; además, de presentarse problemas de tensión entre las 19 y las 22 horas, en el 5 % de probabilidad más pesimista, afectaría a una demanda que supera los 10 [kW] de potencia, la cual se concentra en las barras B16 y B19; también se puede agregar, que siempre que exista una caída de tensión, se verá involucrada la barra B16 y con una menor probabilidad la barra B19, encima, de presentarse un problema en la barra B16 entre las 19 y las 22 horas, la severidad de la caída de tensión superará los 2.5 [V] con una probabilidad mayor al 5 %. Finalmente, se puede agregar, que de fallar la línea de comunicación L13-17, no se presentarán problemas de tensión en ninguna época del año.

Capítulo 5

Conclusión

La metodología propuesta permite evaluar el desempeño del controlador secundario de una micro red durante la falla de líneas de comunicación, considerando el efecto que tiene la distribución de carga en los diferentes escenarios de operación que se dan durante un año. Esto permite determinar en qué época del año, la micro red está más susceptible a incurrir en violaciones de los estándares de calidad de suministro, y también, determinar la falla de qué línea de comunicación lo causaría.

Para el desarrollo de esta metodología, se propuso un modelo no secuencial de demanda eléctrica y recursos energéticos a partir de datos históricos, asumiendo que dichas variables se comportan como un proceso estocástico estacionario durante las diferentes estaciones del año.

Además, se implementó una metodología basada en PACC, que en combinación con medidas de información, se utilizaron para determinar la idoneidad de la descripción de un proceso estocástico por medio de un modelo simplificado. Específicamente, se utilizó para discriminar si un número determinado de muestras extraídas con el método de *Importance Sampling*, son suficientes para describir la distribución objetivo, asegurando que no se viole cierto límite de información perdida en el proceso. Esto permite tomar una decisión informada acerca de la precisión que se quiere lograr con el modelo estocástico, en contraste con los recursos computacionales disponibles para simular la micro red.

También, se propusieron diferentes índices de desempeño para poder cuantificar el impacto que tienen la falla en cuestión sobre la micro red, permitiendo tomar un enfoque estocástico a la hora de evaluarla.

Finalmente, se probó la metodología para evaluar el desempeño del controlador DAPI de tensión en una micro red sintética, durante a la falla de tres líneas de comunicación diferentes. Con esta prueba se pudo observar que no todas las líneas de comunicación inducen problemas de tensión en caso de fallar. Además, dichos problemas se presentaron con una mayor probabilidad en los momentos en que la red estaba más exigida, es decir, en momentos de demanda alta y de radiación solar alta.

Cabe destacar que la información obtenida con esta metodología puede ser usada para diversos estudios, como por ejemplo, si se le asigna un costo a la violación de los estándares de calidad de suministro, se puede utilizar en la evaluación técnico económica del diseño o la ampliación de la red de comunicaciones; o en el caso de que un nuevo generador quiera integrarse al control de una micro red, se puede determinar las líneas de comunicación necesarias o las más convenientes, en función del desempeño de ésta.

También, es importante notar, que esta metodología es fácilmente extrapolable a prácticamente cualquier tipo de controlador y falla que pueda ser simulada, siempre y cuando, existan recursos computacionales o tiempo suficiente para dichas simulaciones. Esta flexibilidad toma importancia al momento de evaluar controladores o redes complejas, en las que sea difícil cuantificar su desempeño de forma analítica. Sin embargo, los resultados no pueden ser generalizados, es decir, cada micro red debe ser evaluada individualmente.

Capítulo 6

Glosario

6.1. Acrónimos

- **PACC**: Cómputo Probablemente Aproximadamente Correcto, en inglés *Probably Approximately Correct Computation*
- **KDE**: Estimación de Densidad de Kernel, en inglés *Kernel Density Estimation*
- **PDF**: Función de densidad de probabilidad, en inglés *Probability Density Function*
- **PMF**: Función de masa de probabilidad, en inglés *Probability Mass Function*
- **H**: Entropía.
- **D_{KL}**: Divergencia de Kullbak-Leibler
- **D_{JS}**: Divergencia de Jensen-Shannon
- **IS**: Muestreo de importancia, en inglés *Importance Sampling*
- **DAPI**: *Distributed Average Proportional Integral*

6.2. Variables

- $\mathbf{X}_s = [X_{s,1}, \dots, X_{s,h}, \dots, X_{s,24}]^T$: proceso estocástico que representa la demanda eléctrica y recursos energéticos durante un día de la semana s .
- $f_{s,h}(x)$: PDF de la demanda eléctrica y recursos energéticos en la hora h de un día de la semana s .
- $\hat{f}_{s,h}(x)$: Estimación de $f_{s,h}(x)$ mediante KDE.
- $f_{\varepsilon,h}(x)$: PDF de la demanda eléctrica y recursos energéticos en la hora h de un día de la estación del año ε .
- $\hat{f}_{\varepsilon,h}(x)$: estimación de $f_{\varepsilon,h}(x)$ mediante KDE.
- S_ε : conjunto de semanas que constituyen la estación ε .
- E : Número de estaciones que representan el año, entonces $\varepsilon \in \{1, \dots, E\}$.
- $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N(x)$: Simplificación de $\hat{f}_{\varepsilon,h}(x)$ obtenido con IS en combinación con KDE, utilizando N muestras.

- $p_\alpha(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$: Probabilidad de que al simplificar $\hat{f}_{\varepsilon,h}$ con N muestras, se pierda un α % de la información contenida en éste.
- $\hat{p}_{\alpha}^{NIS}(\hat{f}_{\varepsilon,h}, \hat{f}_{\varepsilon,h}^N)$: Estimación de p_α mediante la evaluación empírica de N_{IS} realizaciones de IS, utilizando N muestras cada vez.
- $\bar{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$: Máximo porcentaje de pérdida de información al que se puede incurrir al simplificar $\hat{f}_{\varepsilon,h}$ con $\hat{f}_{\varepsilon,h}^N$.
- $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$: Estimación de $\bar{\alpha}_{\varepsilon,h}^N$ mediante el máximo error empírico de N_{IS} simplificaciones.
- α^* : Máximo porcentaje de pérdida de información aceptable.
- N^* : Numero de muestras o escenarios necesarios en la simplificación, tal que se satisface $\hat{\alpha}_{\varepsilon,h}^{N^*} < \alpha^*$
- $x_{\varepsilon,h}^n$: n-ésimo escenario de demanda y radiación solar a la hora h de un día de la estación ε .
- $w_{\varepsilon,h}^n$: Peso asociado al escenario $x_{\varepsilon,h}^n$.
- $\mathcal{V}_\ell(x_{\varepsilon,h}^n) = [\mathcal{V}_\ell^1(x_{\varepsilon,h}^n), \mathcal{V}_\ell^2(x_{\varepsilon,h}^n), \dots, \mathcal{V}_\ell^B(x_{\varepsilon,h}^n)]$: Vector que contiene la tensión en estado estacionario en las B barras de la red en el escenario $x_{\varepsilon,h}^n$, durante la falla en la línea de comunicación ℓ .
- $CT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n)$: Índice de caída de tensión en la barra b durante una falla en la línea ℓ en el escenario $x_{\varepsilon,h}^n$.
- $AT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n)$: Índice de alza de tensión en la barra b durante una falla en la línea ℓ en el escenario $x_{\varepsilon,h}^n$.
- $SCT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n)$: Índice de severidad de caída de tensión en la barra b durante una falla en la línea ℓ en el escenario $x_{\varepsilon,h}^n$.
- $SAT_\ell^b(x_{\varepsilon,h}^n)$: Índice de severidad de alza de tensión en la barra b durante una falla en la línea ℓ en el escenario $x_{\varepsilon,h}^n$.
- $DM_\ell(x_{\varepsilon,h}^n)$: Demanda mal suministrada durante una falla en la línea ℓ en el escenario $x_{\varepsilon,h}^n$.
- $PCT_\ell^b(\varepsilon, h)$: Probabilidad de caída de tensión en la barra b .
- $fSCT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y)$: PDF de caída de tensión en la barra b .
- $PAT_\ell^b(\varepsilon, h)$: Probabilidad de alza de tensión en la barra b .
- $fSAT_{\varepsilon,h}^{b,\ell}(y)$: PDF de alza de tensión en la barra b .
- $PCT_\ell(\varepsilon, h)$: Probabilidad de caída de tensión en alguna barra de la red.
- $PAT_\ell(\varepsilon, h)$: Probabilidad de alza de tensión en alguna barra de la red
- $fDM_{\varepsilon,h}^\ell(y)$: PDF de demanda mal suministrada.

Capítulo 7

Bibliografía

- [1] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, no. March, pp. 402–411, 2018.
- [2] Y. Yoldaş, A. Önen, S. M. Muyeen, A. V. Vasilakos, and Alan, “Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, no. January, pp. 205–214, 2017.
- [3] G. Dileep, “A survey on smart grid technologies and applications,” *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 2589–2625, 2020.
- [4] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazemirani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saadifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez, and N. D. Hatziargyriou, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.
- [5] S. Sen and V. Kumar, “Microgrid control: A comprehensive survey,” *Annual Reviews in Control*, vol. 45, no. April, pp. 118–151, 2018.
- [6] Z. Cheng, J. Duan, and M.-Y. Chow, “To Centralize or Distribute - That is The Question | Sensors Magazine,” *Ieee Industrial Electronics Magazine*, no. March, pp. 6–24, 2018.
- [7] M. Khanbaghi, *Smart Grid Control: Opportunities and Research Challenges a Decentralized Stochastic Control Approach*, pp. 129–136. Cham: Springer International Publishing, 2019.
- [8] M. Yazdanian and A. Mehrizi-Sani, “Distributed control techniques in microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2901–2909, 2014.
- [9] A. Karaarslan and M. E. Seker, *Distributed Control of Microgrids*, pp. 403–422. Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [10] M. Sadeghian and B. Fani, “Advanced localized reactive power sharing in microgrids,”

Electric Power Systems Research, vol. 151, pp. 136–148, 2017.

- [11] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, “Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 200–215, 2016.
- [12] B. Fani, F. Zandi, and A. Karami-Horestani, “An enhanced decentralized reactive power sharing strategy for inverter-based microgrid,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 98, no. December 2017, pp. 531–542, 2018.
- [13] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, “Review of active and reactive power sharing strategies in hierarchical controlled microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 2427–2451, 2017.
- [14] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dörfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, and F. Bullo, “Secondary frequency and voltage control of islanded microgrids via distributed averaging,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7025–7038, 2015.
- [15] R. Siqueira De Carvalho and S. Mohagheghi, “Impact of communication system on smart grid reliability, security and operation,” *NAPS 2016 - 48th North American Power Symposium, Proceedings*, pp. 0–5, 2016.
- [16] L. Shi, Q. Dai, and Y. Ni, “Cyber–physical interactions in power systems: A review of models, methods, and applications,” *Electric Power Systems Research*, vol. 163, no. July, pp. 396–412, 2018.
- [17] I. Serban, S. Cespedes, C. Marinescu, C. A. Azurdia-Meza, J. S. Gomez, and D. S. Hueichapan, “Communication requirements in microgrids: A practical survey,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 47694–47712, 2020.
- [18] Aghaee, M. Dehkordi, Bayati, and Hajizadeh, “Distributed control methods and impact of communication failure in ac microgrids: A comparative review,” *Electronics*, vol. 8, p. 1265, Nov 2019.
- [19] B. Tavassoli, “Communication system effects on the secondary control performance in microgrids,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, pp. 2047–2057(10), September 2020.
- [20] P. Martí, M. Velasco, E. X. Martín, L. García de Vicuña, J. Miret, and M. Castilla, “Performance evaluation of secondary control policies with respect to digital communications properties in inverter-based islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2192–2202, 2018.
- [21] J. Liu, X. Lu, and J. Wang, “Resilience Analysis of DC Microgrids Under Denial of Service Threats,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3199–3208, 2019.
- [22] I. Löser, A. K. Sampathirao, S. Hofmann, and J. Raisch, “Fallback Strategies in Operation Control of Microgrids with Communication Failures,” 2019.

- [23] S. Liu, Z. Hu, X. Wang, and L. Wu, “Stochastic stability analysis and control of secondary frequency regulation for islanded microgrids under random denial of service attacks,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 7, pp. 4066–4075, 2019.
- [24] H. Cai and G. Hu, “Consensus-based distributed nonlinear hierarchical control of ac microgrid under switching communication network,” in *2016 12th IEEE International Conference on Control and Automation (ICCA)*, pp. 571–576, 2016.
- [25] J. Liu, Y. Du, S. Yim, X. Lu, B. Chen, and F. Qiu, “Steady-state analysis of microgrid distributed control under denial of service attacks,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1–1, 2020.
- [26] C. X. Rosero, M. Velasco, P. Marti, A. Camacho, J. Miret, and M. Castilla, “Analysis of Consensus-based Islanded Microgrids Subject to Unexpected Electrical and Communication Partitions,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5125–5135, 2018.
- [27] C. X. Rosero, M. Velasco, P. Marti, A. Camacho, J. Miret, and M. Castilla, “Analysis of Consensus-based Islanded Microgrids Subject to Unexpected Electrical and Communication Partitions,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5125–5135, 2018.
- [28] X. Lu, X. Yu, J. Lai, J. M. Guerrero, and H. Zhou, “Distributed secondary voltage and frequency control for islanded microgrids with uncertain communication links,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, no. 2, pp. 448–460, 2017.
- [29] A. Escalera, B. Hayes, and M. Prodanović, “A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, no. December 2016, pp. 344–357, 2018.
- [30] H. Liang and W. Zhuang, “Stochastic modeling and optimization in a microgrid: A survey,” *Energies*, vol. 7, no. 4, pp. 2027–2050, 2014.
- [31] S. Talari, M. Shafie-khah, G. J. Osório, J. Aghaei, and J. P. Catalão, “Stochastic modelling of renewable energy sources from operators’ point-of-view: A survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, no. May, pp. 1953–1965, 2018.
- [32] M. Aien, A. Hajebrahimi, and M. Fotuhi-Firuzabad, “A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 1077–1089, 2016.
- [33] Y. Shiwen, H. Hui, W. Chengzhi, G. Hao, and F. Hao, “Review on Risk Assessment of Power System,” *Procedia Computer Science*, vol. 109, pp. 1200–1205, 2017.
- [34] S. T. Tokdar and R. E. Kass, “Importance sampling: A review,” *Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics*, vol. 2, no. 1, pp. 54–60, 2010.
- [35] W. L. Loh, “On latin hypercube sampling,” *Annals of Statistics*, vol. 24, no. 5, pp. 2058–2080, 1996.

- [36] J. Dupacova, N. Growe-Kuska, and W. Romisch, “Scenario reduction in stochastic programming,” *Mathematical Programming*, vol. 511, pp. 493–511, 2003.
- [37] C. Alippi, “A probably approximately correct framework to estimate performance degradation in embedded systems,” *IEEE transactions on computer-aided design of integrated circuits and systems*, vol. 21, 2002.
- [38] C. Alippi, *Intelligence for Embedded Systems*. 2014.
- [39] I. J. Castaños, “Métodos avanzados para la evaluación del desempeño de algoritmos de estimación y pronóstico basados en métodos secuenciales de monte carlo,” Master’s thesis, Universidad de Chile, 2017.
- [40] A. K. Jain, “Data clustering: 50 years beyond K-means,” *Pattern Recognition Letters*, vol. 31, no. 8, pp. 651–666, 2010.
- [41] D. Steinley, “K-means clustering: A half-century synthesis,” *British Journal of Mathematical and Statistical Psychology*, vol. 59, no. 1, pp. 1–34, 2006.
- [42] E. Parzen, “On the estimation of a probability density function and mode,” *Annals of Mathematical Statistics*, vol. 33, 1962.
- [43] A. Guillamón, J. Navarro, and J. M. Ruiz, “Kernel density estimation using weighted data,” *Communications in Statistics - Theory and Methods*, vol. 27, no. 9, pp. 2123–2135, 1998.
- [44] P. De Valpine, “Monte Carlo state-space likelihoods by weighted posterior kernel density estimation,” *Journal of the American Statistical Association*, vol. 99, no. 466, pp. 523–536, 2004.
- [45] M. Kornatka, “The weighted kernel density estimation methods for analysing reliability of electricity supply,” *Proceedings - 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2016*, no. 2, 2016.
- [46] F. J. Goerlich Gisbert, “Weighted samples, kernel density estimators and convergence,” *Empirical Economics*, vol. 28, no. 2, pp. 335–351, 2003.
- [47] B. Silverman, *Density Estimation for Statistics and Data Analysis*. Chapman and Hall/CRC, 1 ed., 1986.
- [48] D. B. Cline and J. D. Hart, “Kernel Estimation of Densities with Discontinuities or Discontinuous Derivatives,” *Statistics*, vol. 22, no. 1, pp. 69–84, 1991.
- [49] J. M. Hammersley and D. C. Handscomb, *Monte Carlo Methods*. Dordrecht: Springer Netherlands, 1964.
- [50] D. Sanz-Alonso, “Importance sampling and necessary sample size: an information theory approach,” *SIAM-ASA Journal on Uncertainty Quantification*, vol. 6, no. 2, pp. 867–879, 2018.

- [51] D. P. Kroese, T. Taimre, and Z. I. Botev, *Handbook of Monte Carlo Methods*. 2011.
- [52] R. Y. Rubinstein and D. P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo Method*. Wiley Series in Probability and Statistics, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., nov 2016.
- [53] C. E. Shannon, “A mathematical theory of communication,” *Bell System Technical Journal*, vol. 27, no. 3, pp. 379–423, 1948.
- [54] T. M. Cover and J. A. Thomas, *Elements of Information Theory*. United States: Wiley-Interscience, 1991.
- [55] K. P. Burnham and D. R. Anderson, *Model Selection and Multimodel Inference*. New York, NY: Springer New York, 2004.
- [56] J. Lin, “Divergence Measures Based on the Shannon Entropy,” *IEEE Transactions on Information Theory*, vol. 37, no. 1, pp. 145–151, 1991.
- [57] R. Motwani and P. Raghavan, “Randomized algorithms,” *ACM Comput. Surv.*, vol. 28, p. 33–37, Mar. 1996.
- [58] H. Chernoff, “A measure of asymptotic efficiency for tests of a hypothesis based on the sum of observations,” *The Annals of Mathematical Statistics*, vol. 23, 1952.
- [59] J. W. Simpson-porco, F. Dörfler, and F. Bullo, “Automatica Synchronization and power sharing for droop-controlled inverters in,” *Automatica*, vol. 49, no. 9, pp. 2603–2611, 2013.
- [60] J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, F. Bullo, Q. Shafiee, and J. M. Guerrero, “Stability, power sharing, & distributed secondary control in droop-controlled microgrids,” *2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2013*, pp. 672–677, 2013.
- [61] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dorfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, and F. Bullo, “Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7025–7038, 2015.
- [62] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, pp. 4734–4749, nov 2012.
- [63] W. Ren, R. R. Beard, and E. M. Atkins, “Information consensus in multivehicle cooperative control,” *IEEE Control Systems*, vol. 27, pp. 71–82, apr 2007.
- [64] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dorfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, and F. Bullo, “Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7025–7038, 2015.

- [65] C. Burgos-Mellado, J. J. Llanos, R. Cardenas, D. Saez, D. E. Olivares, M. Sumner, and A. Costabeber, “Distributed Control Strategy Based on a Consensus Algorithm and on the Conservative Power Theory for Imbalance and Harmonic Sharing in 4-Wire Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1604–1619, 2020.
- [66] P. W. Jones, “A diary on information theory,” *Technometrics*, vol. 31, no. 3, pp. 395–395, 1989.
- [67] M. A. Akbari, J. Aghaei, M. Barani, M. Savaghebi, M. Shafie-Khah, J. M. Guerrero, and J. P. Catalao, “New Metrics for Evaluating Technical Benefits and Risks of DGs Increasing Penetration,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2890–2902, 2017.
- [68] S. Wang, Z. Li, L. Wu, M. Shahidehpour, and Z. Li, “New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2852–2861, 2013.
- [69] S. Wang, X. Zhang, L. Wu, and S. Sun, “New metrics for assessing the performance of multi-microgrid systems in stand-alone mode,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 98, no. December 2017, pp. 382–388, 2018.
- [70] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, pp. 4734–4749, nov 2012.
- [71] C. Ahumada, R. Cárdenas, D. Sáez, and J. M. Guerrero, “Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1430–1441, 2016.