

# Universidad Técnica Federico Santa María

*Departamento de Ingeniería Eléctrica*

*Valparaíso - Chile*

---



“UNA FORMULACIÓN ROBUSTA PARA EL PROBLEMA DE FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ACTIVAS CONSIDERANDO ARMÓNICAS Y DESBALANCES”

---

**RAFAEL MÖLLER MONTERO**

---

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
**INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

Profesores Guía

**Dr. Alejandro Angulo Cárdenas**

27 de diciembre de 2024

# Agradecimientos

A mi familia por su cariño y apoyo total, mis amigos por la cantidad de horas compartidas y al profesor Alejandro Angulo por su paciencia y soporte.

# Resumen

El Flujo Óptimo de Potencia (FOP) busca optimizar la operación de un sistema eléctrico en términos de generación, transmisión y distribución de energía. La incorporación de la incertidumbre asociada a la Generación Distribuida (GD) solar y las demandas mediante un enfoque robusto ajusta los sistemas a las Redes de Distribución Activas (RDA) actuales, cada vez más comunes. Esto permite coordinar la generación distribuida con las demandas de los usuarios finales.

La GD involucra el uso de inversores y electrónica de potencia, los cuales inyectan armónicas en sus puntos de conexión. Además, las demandas inciertas en el nivel de distribución generan desbalances que, en un análisis monofásico convencional, suelen ser ignorados.

Este trabajo presenta un flujo óptimo de potencia trifásico robusto, que no solo permite analizar los desbalances e incertidumbres asociados a la generación distribuida y las demandas, sino que también incorpora las armónicas generadas por la electrónica de potencia de la generación distribuida solar. El flujo armónico se modela mediante un modelo de convertidor de baja frecuencia, centrándose en las perturbaciones armónicas de baja frecuencia. La robustez en la solución generalmente considera todos los datos disponibles, incluidos los peores escenarios. Una forma de ajustar esta robustez es modificar el conjunto de datos mediante un parámetro variable, que permite transitar desde una solución determinista hasta una completamente robusta. La inclusión de la electrónica de potencia, las armónicas y la generación solar en el modelo matemático simplificado requiere linealización y modelización del conjunto solar/inversor.

Para validar los resultados obtenidos en AMPL, se utiliza el software OpenDSS, muy común en sistemas de distribución. OpenDSS resuelve el flujo de potencia (FP) al ingresar los despachos de cada alternativa y permite comparar y validar, de manera desbalanceada, los resultados obtenidos para el sistema. Se realizaron pruebas utilizando modelos de 4 barras, 13 barras y 37 barras, con un período de análisis de dos semanas hábiles, considerando intervalos de media hora. Los índices evaluados incluyen la Distorsión Armónica Total (THD, en inglés) y los desbalances en el sistema. Finalmente, el uso de un parámetro que ajusta el conjunto de incertidumbre ayuda a gestionar la variabilidad de los datos, reduciendo así la influencia de valores extremos o atípicos en los resultados. En este trabajo, se determinó que el valor de 0.7 para el parámetro, minimiza tanto los costos horarios como los indicadores de armónicas.

# Abstract

Optimal Power Flow (OPF) aims to find the optimal operation of an electrical system, considering generation, transmission, and distribution of energy. To adapt to current and increasingly common Active Distribution Networks (ADN), it is necessary to integrate the uncertainty associated with both Distributed Generation (DG) from solar sources and the demands. This integration is achieved through a robust approach that enables coordination between distributed generation and the needs of end users.

Distributed Generation (DG) involves the use of inverters and power electronics, which inject harmonics at their connection points to the grid. Additionally, demands that present uncertainty at the distribution level generate imbalances, which are often ignored in conventional single-phase analysis.

This study presents a robust three-phase optimal power flow, which not only allows for the analysis of imbalances and uncertainties related to distributed generation and demands, but also incorporates the harmonics generated by the power electronics of solar distributed generation. Harmonic flow is modeled using a low-frequency converter model, focusing on low-frequency harmonic disturbances. The robustness of the solution refers to the ability to handle all available data, including the worst-case scenarios. To adjust this robustness, the data set can be modified through a variable parameter, allowing the model to range from a deterministic solution to a fully robust one. Incorporating power electronics, harmonics, and solar generation into the simplified mathematical model requires linearization and modeling of the solar/inverter system.

To validate the results obtained in AMPL, the software OpenDSS, commonly used in distribution systems, is employed. OpenDSS solves the Power Flow (PF) by inputting the dispatches of each alternative and enables comparison and validation of the results in an imbalanced manner for the system. Tests were conducted using 4-bus, 13-bus, and 37-bus models, with a two-week analysis period, considering half-hour intervals. Key indices evaluated include Total Harmonic Distortion (THD) and system imbalances. Finally, using a parameter to adjust the uncertainty set helps manage data variability, thereby reducing the influence of extreme or outlier values on the results. In this study, it was determined that a value of 0.7 for the parameter minimizes both hourly costs and harmonic indicators.

# Índice general

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Nomenclatura</b>   | <b>1</b>  |
| <b>1. Introducción</b>  | <b>4</b>  |
| 1.1. Actualidad de generación distribuida y redes de distribución . . . . . | 4         |
| 1.2. Contexto de generación distribuida a nivel internacional . . . . .     | 5         |
| 1.3. Contexto de generación distribuida a nivel nacional . . . . .          | 7         |
| 1.4. Objetivos . . . . .  | 9         |
| 1.5. Estructura del documento . . . . .                                     | 10        |
| <b>2. Marco teórico</b>   | <b>11</b> |
| 2.1. Descripción del problema . . . . .                                     | 11        |
| 2.2. Generación distribuida solar . . . . .                                 | 12        |
| 2.2.1. Pequeños medios de generación distribuida (PMGD) . . . . .           | 14        |
| 2.2.2. Balance Neto/Netbilling . . . . .                                    | 14        |
| 2.2.3. Incertidumbre asociada a la energía solar . . . . .                  | 14        |
| 2.2.4. Almacenamiento de energía solar . . . . .                            | 16        |
| 2.3. Redes de distribución eléctrica . . . . .                              | 17        |
| 2.3.1. Redes inteligentes - Smart Grids . . . . .                           | 17        |
| 2.4. Flujo óptimo de potencia . . . . .                                     | 19        |
| 2.5. Convertidores de potencia . . . . .                                    | 21        |
| 2.5.1. Teoría general convertidores . . . . .                               | 21        |
| 2.5.2. Inversores de potencia . . . . .                                     | 21        |
| 2.5.3. PWM en convertidores electrónicos de potencia . . . . .              | 22        |
| 2.6. Desbalances en sistemas de distribución . . . . .                      | 23        |

## ÍNDICE GENERAL

---

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| 2.7.      | Detalles y definición de armónicas . . . . .  | 24        |
| 2.7.1.    | Equivalente Norton . . . . .  | 25        |
| 2.7.2.    | Filtros de armónicas . . . . .  | 25        |
| 2.8.      | Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución en Chile . . . . .   | 26        |
| 2.8.1.    | Desequilibrio de tensión . . . . .  | 26        |
| 2.8.2.    | Distorsión armónica de tensión . . . . .  | 27        |
| 2.8.3.    | Distorsión armónica total de la tensión (THD <sub>V</sub> ) . . . . .   | 27        |
| 2.9.      | Optimización bajo incertidumbre . . . . .   | 28        |
| 2.9.1.    | Paradigmas tradicionales para optimización bajo incertidumbre . . . . .   | 29        |
| 2.10.     | Herramientas software de apoyo . . . . .  | 31        |
| <b>3.</b> | <b>Modelación del problema</b>  | <b>33</b> |
| 3.1.      | Modelamiento del sistema de potencia y sus consideraciones bajo armónicas . . . . .   | 34        |
| 3.1.1.    | Modelo de las líneas . . . . .  | 34        |
| 3.1.2.    | Modelo de las cargas . . . . .  | 35        |
| 3.1.3.    | Modelo de armónicas generadas por el convertidor . . . . .  | 35        |
| 3.1.4.    | Criterio de selección filtro LCL . . . . .  | 38        |
| 3.1.5.    | Modelo de incertidumbre . . . . .   | 40        |
| <b>4.</b> | <b>Metodología de solución</b>  | <b>42</b> |
| 4.1.      | Linealización de tensión armónica de entrada . . . . .  | 42        |
| 4.1.1.    | Resultados de linealización y uso en AMPL . . . . .   | 43        |
| 4.2.      | Modificación de base de datos bajo incertidumbre . . . . .  | 45        |
| 4.3.      | Flujo óptimo de potencia trifásico . . . . .  | 46        |
| 4.4.      | Flujo óptimo de potencia trifásico con inclusión de armónicas e incorporación de incertidumbre mediante paradigma robusto . . . . . | 50        |
| 4.4.1.    | Incorporación de incertidumbre a sistema de ecuaciones . . . . .  | 50        |
| 4.4.2.    | Inclusión de armónicas . . . . .  | 52        |
| <b>5.</b> | <b>Experimentos computacionales</b>   | <b>53</b> |

## ÍNDICE GENERAL

---

|  |           |
|--|-----------|
| 5.1. Base datos para incertidumbre de origen solar y de las demandas . . . . . | 54        |
| 5.2. Caso de estudio: Sistema de 4 barras . . . . .                            | 55        |
| 5.3. Caso de estudio: Sistema de 13 barras . . . . .                           | 59        |
| 5.4. Caso de estudio: Sistema de 37 barras . . . . .                           | 63        |
| <b>6. Conclusiones y trabajo futuro</b>  | <b>67</b> |

# Índice de figuras

|  |    |
|--|----|
| 1.1. Estimación de la matriz energética, Europa año 2050 [1] . . . . .   | 5  |
| 1.2. Inversión por energía según política [2]. . . . .   | 6  |
| 1.3. Energías según política y el efecto en disminución de emisiones [2]. . . . .  | 6  |
| 1.4. Estimación de la matriz energética, Estados Unidos 2020 [2]. . . . .  | 7  |
| 1.5. Gráfico de GD asociada a autoconsumo, Netbilling . . . . .  | 7  |
| 1.6. PMGD Chile SEN, proyección anual de potencia conectada total [3] . . . . .  | 8  |
| 1.7. PMGD Chile, proyección anual de energía según tecnología [3] . . . . .  | 9  |
| 2.1. Esquema de red de distribución activa . . . . .   | 12 |
| 2.2. Esquema de ejemplo, netbilling . . . . .  | 14 |
| 2.3. Esquema descriptivo de irradiancias [4] . . . . .   | 15 |
| 2.4. Ejemplos de tecnologías de baterías . . . . .   | 16 |
| 2.5. Redes inteligentes, Smart grids . . . . .   | 17 |
| 2.6. Conexiones de generación distribuida al sistema [5] . . . . .   | 19 |
| 2.7. Esquema simple FOP . . . . .  | 20 |
| 2.8. Topología de inversor de fuente de tensión trifásico [6] . . . . .  | 22 |
| 2.9. (a) Señal de referencia y señal portadora con $m = 0.5$ , mientras (b) presenta Ocho estados posibles para estados de interruptores [6] . . . . . | 23 |
| 2.10. Grado de degradación por desbalance de tensión en motores [7] . . . . .  | 24 |
| 2.11. Equivalente Norton, representación de inyección armónica por GD solar . . . . .  | 25 |
| 2.12. Tres topologías de filtros pasivos . . . . .   | 26 |
| 2.13. Límites para índices de distorsión armónica individual, en porcentajes respecto a la tensión fundamental [8] . . . . .                           | 27 |
| 2.14. Esquema de incertidumbre [9] . . . . .   | 31 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 3.1.  | Esquema de líneas, modelo PI [10] . . . . .   | 34 |
| 3.2.  | Diagrama de convertidor 6 pulsos en Plecs , en base a SVM . . . . .   | 36 |
| 3.3.  | a) es la tensión generada por convertidor en el punto de conexión (sin filtro), mientras<br>b) corresponde a la señal de tensión compuesta de las primeras 52 armónicas . . . . . | 37 |
| 3.4.  | Gráfico de tensiones experimentales en PLECS, fases a, b y c . . . . .  | 38 |
| 3.5.  | a) corresponde al diagrama del filtro LCL, b) corresponde al diagrama de Bode del<br>filtro LCL [11] . . . . .  | 39 |
| 3.6.  | Gráficos de la demanda y generación diaria según estación [12] . . . . .  | 40 |
| 3.7.  | Diagrama de bloque, interacción incertidumbre-modelo-red . . . . .  | 41 |
| 4.1.  | Comparativa de data experimental y linealización de tensión . . . . .   | 44 |
| 4.2.  | Errores respecto a linealización de tensión . . . . .   | 44 |
| 5.1.  | Gráficos de la demanda y generación diaria según estación [12] . . . . .  | 54 |
| 5.2.  | Muestra horaria 8 días previo al despacho de dos días, potencia demandada total . . . . .   | 55 |
| 5.3.  | Sistema de 4 barras. . . . .  | 55 |
| 5.4.  | a) corresponde al coste horario promedio según lambda, b) corresponde a la potencia<br>generada para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8. . . . .  | 56 |
| 5.5.  | a) corresponde al THD promedio según lambda, b) corresponde al desbalance prome-<br>dio para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8. . . . .  | 57 |
| 5.6.  | a) corresponde a la penetración solar horaria según lambda, b) corresponde al verti-<br>miento para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8. . . . .   | 57 |
| 5.7.  | a) corresponde a la tensión de la barra 4 según lambda en AMPL, b) corresponde al<br>tensión de barra 4 en OpenDSS según lambda. . . . .  | 58 |
| 5.8.  | a) corresponde al desbalance de tensión en la barra 4 en OpenDSS según lambda, b)<br>corresponde al desbalance de tensión promedio en AMPL según lambda . . . . .                 | 58 |
| 5.9.  | Sistema de 13 barras. . . . .   | 59 |
| 5.10. | a) corresponde a la muestra horaria de demanda total, b) corresponde a la muestra<br>horaria de potencia generada total . . . . .   | 60 |
| 5.11. | a) corresponde al coste horario promedio según lambda, b) corresponde a la potencia<br>generada para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8. . . . .  | 61 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

|   |    |
|---|----|
| 5.12. a) corresponde al THD promedio según lambda, b) corresponde al desbalance promedio para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8. . . . .                                       | 61 |
| 5.13. a) corresponde al penetración solar horaria según lambda, b) corresponde al vertimiento para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8. . . . .                                  | 62 |
| 5.14. a) corresponde al resultado del despacho en AMPL, con un valor promedio del desbalance, mientras b) corresponde al desbalance en la barra 13 en OpenDSS . . . . . | 62 |
| 5.15. Sistema de 37 barras. . . . .   | 63 |
| 5.16. AMPL, potencia demandada y generación . . . . .   | 65 |
| 5.17. AMPL costo . . . . .  | 65 |

# Índice de Tablas

- 2.1. Especificación de límite de desequilibrio según nivel de tensión [8] . . . . . 27
  
- 3.1. Parámetros de diseño del convertidor de fuente de tensión . . . . . 36
  
- 5.1. Datos de líneas por unidad de largo, en unidades  $\Omega$  por milla y  $\mu S$  por milla, *MTX*<sub>601</sub> 56
- 5.2. Demandas eléctricas nominales del sistema de 4 barras . . . . . 56
- 5.3. Datos de líneas por unidad de largo, en unidades  $\Omega$  por milla y  $\mu S$  por milla, *MTX*<sub>601</sub> 59
- 5.4. Demandas eléctricas nominales del sistema de 13 barras . . . . . 60
- 5.5. Demandas eléctricas del sistema de 37 barras . . . . . 64
- 5.6. Índices asociados a flujos óptimos de potencia . . . . . 65
- 5.7. Distorsión armónica de tensión y desbalance, AMPL . . . . . 66
- 5.8. Índices de desbalance y generación, OpenDSS . . . . . 66

# Nomenclatura

## Conjuntos

|     |   |
|-----|---|
| $B$ | Conjunto de barras del sistema de distribución      |
| $D$ | Conjunto de cargas del sistema de distribución      |
| $G$ | Conjunto de generación distribuida de origen solar  |
| $G$ | Conjunto de generadores del sistema de distribución |
| $U$ | Conjunto de horas bajo estudio                      |
| $Z$ | Conjunto de fases de la red                         |

## Parámetros

|                 |  |
|-----------------|--|
| $\lambda$       | Parámetro que modifica el conjunto de datos de demanda y generación, con su incertidumbre asociada, varía entre 0 y 1. |
| $\overline{P}$  | Magnitud del límite superior de potencia activa monofásica   |
| $\overline{Q}$  | Magnitud del límite superior de potencia reactiva monofásica   |
| $\overline{V}$  | Magnitud del límite superior de tensión monofásica   |
| $\underline{P}$ | Magnitud del límite inferior de potencia activa monofásica   |
| $\underline{Q}$ | Magnitud del límite inferior de potencia reactiva monofásica   |
| $\underline{V}$ | Magnitud del límite inferior de tensión monofásica   |
| $K_p$           | Parámetro de corrección de producción de potencia activa por parte de GD   |
| $N_{total}$     | Número de demandas totales, depende del sistema bajo estudio   |
| $P_{maxU_U}$    | Parámetro auxiliar, valor máximo de potencia disponible PV en el periodo de tiempo $u$                                 |
| $totalPV$       | Suma de horas de incertidumbre del caso bajo estudio   |
| $B_{i,j,z,x}$   | Susceptancia entre barras $i$ y $j$ , entre fases $z$ y $x$  |
| $d_v$           | Coefficiente de distorsión total de tensión según normativa (alrededor del 8%)   |

## NOMENCLATURA

---

|                      |  |
|----------------------|--|
| $G_{i,j,z,x}$        | Conductancia entre barras i y j, entre fases z y x   |
| $V_{peak}$           | Magnitud de la tensión de fase en su valor peak  |
| $A_{z,h}$            | Matriz de coeficientes correspondientes a la fase z, proviene del proceso de linealización del comportamiento armónico en función de la tensión y potencia. Varía según la armónica bajo estudio h |
| $LCL_{z,h}$          | Matriz de coeficientes correspondientes al filtro pasivo previo a la conexión con la red   |
| $P_{dem_{i,z,u}}$    | Potencia activa demandada en la barra i, fase z, tiempo u  |
| $Pd_i$               | Potencia activa demandada en la barra i, ejemplo FOP fundamental   |
| $Qd_{i,z,u}$         | Potencia reactiva demandada en la barra i, fase z, tiempo u  |
| $Qd_i$               | Potencia reactiva demandada en la barra i, ejemplo FOP fundamental   |
| $Y_h$                | Matriz de coeficientes de admitancia equivalente al convertidor de potencia previo a la conexión con la red  |
| h                    | Número de la armónica dentro del conjunto $H$  |
| PI                   | Número PI  |
| <b>Variables</b>     |  |
| $\delta_{i,j,u}$     | Ángulo entre tensiones de barras i y j en la hora u  |
| $IH_{h,i,z,u}$       | Magnitud de corriente armónica inyectada en la barra i, para la armónica h de la fase z en la hora u   |
| $P_{dem\xi_{i,z,u}}$ | Potencia activa demandada bajo incertidumbre, modificada por el parámetro $\lambda$ , en la barra i, fase z y tiempo u   |
| $P_{demprom_{i,z}}$  | Variable auxiliar, potencia activa demandada promedio en la barra i y fase z   |
| $P_{gen_{i,z,u}}$    | Potencia activa generada por unidad de GD en barra i en la fase z y hora u   |
| $P_{gen_i}$          | Potencia activa generada por unidad de GD en barra i, ejemplo FOP fundamental  |
| $PV\xi_{i,z,u}$      | Potencia PV disponible bajo incertidumbre, modificada por el parámetro $\lambda$ , en la barra i, fase z y tiempo u  |
| $P_{vprom_g}$        | Variable auxiliar, potencia disponible PV promedio por la unidad de GD g   |
| $Q_{dem\xi_{i,z,u}}$ | Potencia reactiva demandada bajo incertidumbre, modificada por el parámetro $\lambda$ , en la barra i, fase z y tiempo u   |

## NOMENCLATURA

---

|                      |   |
|----------------------|---|
| $Q_{dprom_{i,z}}$    | Variable auxiliar, potencia reactiva demandada promedio en la barra i y fase z  |
| $Q_{gen_{i,z,u}}$    | Potencia reactiva generada por unidad de GD en barra i, en la fase z y hora u   |
| $Q_{gen_i}$          | Potencia reactiva generada por unidad de GD en barra i, ejemplo FOP fundamental   |
| $V_{Hvsc_{h,g,z,u}}$ | Magnitud de tensión armónica asociada a componentes electrónicos, ubicación en la barra propia del convertidor de potencia, sin filtrar |
| $V_{H_{h,g,z,u}}$    | Magnitud de tensión armónica filtrada, barra de conexión a la red   |
| $V_{i,z,u}$          | Magnitud de tensión en barra i en la fase z y hora u  |
| $V_j$                | Magnitud de tensión en barra j, ejemplo FOP fundamental   |

# Capítulo 1

## Introducción

Este capítulo ofrece un resumen sobre el estado actual de las redes de distribución y la Generación Distribuida (GD), temas clave para el desarrollo de esta memoria. Se describen, en términos generales, los contextos nacionales e internacionales de los sistemas de distribución que incluyen generación distribuida de origen solar, así como su relación con las armónicas y las redes eléctricas actuales. Posteriormente se presentan los objetivos del trabajo y la estructura del documento.

### 1.1. Actualidad de generación distribuida y redes de distribución

Las redes eléctricas incorporan cada vez más tecnología para comunicar, generar y transmitir energía con mínima pérdida y costo. El constante aumento de la demanda requiere el desarrollo correspondiente de las redes de distribución para satisfacer esta necesidad energética. Entre las soluciones tecnológicas y económicas disponibles, se encuentra la GD, que permite la conexión de la generación de energía a una distancia reducida de las demandas. La integración de nuevos medios de generación exige una planificación adecuada para mantener la eficiencia de las redes existentes, sin comprometer la calidad ni la confiabilidad del sistema. Esto plantea un desafío tanto para la infraestructura actual como para la que está por planificarse.

En este contexto, las Redes de Distribución Activas (RDA) permiten monitorear y controlar el despacho de unidades conectadas al sistema de distribución, lo que representa una de las principales diferencias respecto a las redes de distribución tradicionales. Se considera la Generación Distribuida (GD) solar como el foco de estudio, debido al incremento de su presencia en los sistemas de distribución y su fácil accesibilidad tanto a nivel doméstico como industrial.

Los incentivos para el uso de esta tecnología, junto con los componentes de electrónica de potencia presentes en la GD solar, provocan la inyección de armónicas que distorsionan, generan calor y producen vibraciones en las máquinas o equipos eléctricos. El aumento de esta inyección armónica requiere un análisis detallado, con el fin de evaluar su impacto en la estabilidad y calidad de la red, tanto en la actualidad como en el futuro cercano.

La tecnología solar presenta una incertidumbre asociada, ya que factores como el clima, la contaminación ambiental y la irradiancia solar son variables que afectan directamente el rendimiento y la producción de energía eléctrica fotovoltaica.

## 1.2. Contexto de generación distribuida a nivel internacional

En el ámbito global las plantas eléctricas comerciales de gran escala (utility, en inglés) fueron responsables de prácticamente un 50 % de la capacidad de generación solar en 2022, seguida por GD comercial e industrial en un 25 % y a nivel residencial en un 23 %. El porcentaje cubierto por plantas de gran escala alcanza su menor valor desde 2012, las distintas políticas de incentivo permiten que en países como Brasil, China, Estados Unidos y en la Unión Europea en 2020-2021. [2].

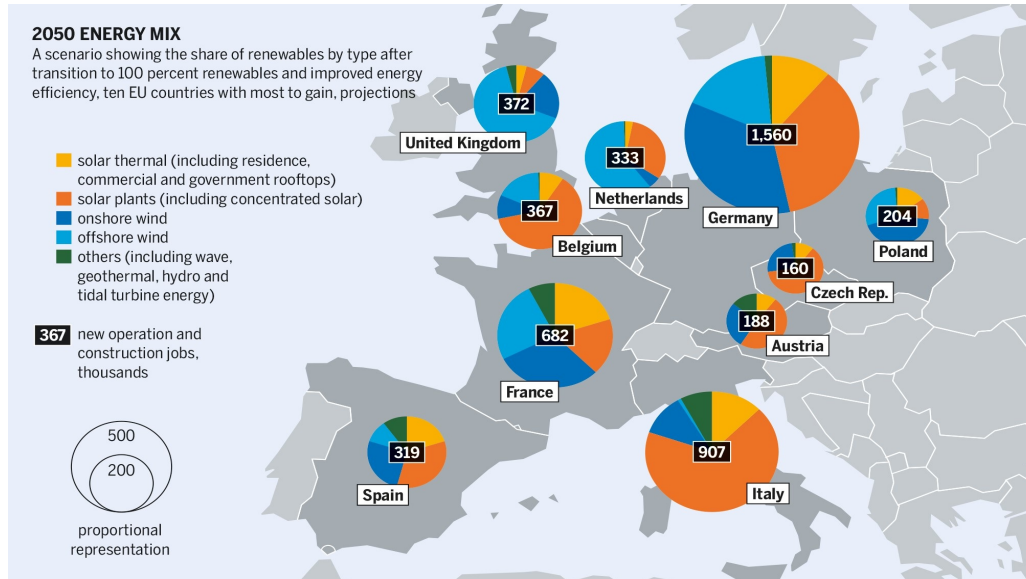


Figura 1.1: Estimación de la matriz energética, Europa año 2050 [1]

En términos de costos, los altos precios de la electricidad y los combustibles han impulsado el interés por la generación solar distribuida entre los consumidores. A nivel global, la energía producida a gran escala es la fuente más económica, sin embargo, la instalación e inversión en proyectos de gran envergadura se convierte, en algunos países, en un desafío creciente debido a la lentitud en la obtención de permisos. Este proceso, por otro lado, favorece e incentiva la producción a menor escala en zonas industriales y domésticas.

En la Figura 1.1, se observan los desgloses de los principales países de Europa y sus matrices energéticas. Los colores cálidos (naranja y amarillo) representan las energías solar, termosolar y plantas solares. Estas tecnologías en la mayoría de los países alcanza por lo menos un 50 % de lo proyectado para el año 2050 [1]. A excepción de países que basan su generación en energías de origen eólico (Reino Unido, Países Bajos, Polonia y Francia).

Europa es un importante polo de desarrollo de energías limpias a nivel mundial, donde la Unión Europea impulsa iniciativas y, actualmente, se enfoca en implementar una política orientada a alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050 [13]. Esta política asociada a planes de descarbonización y lucha contra el cambio climático abre la entrada progresiva de energías renovables a los sistemas eléctricos de esa región.

La Figura 1.2 muestra el gasto en inversiones por tecnología hasta 2018, y su contraste según las políticas con proyección hasta 2040. Por otro lado, la Figura 1.3 presenta la proyección de emisiones de CO2 y la evolución progresiva, tanto en aumento como en disminución, de las tecnologías energéticas hasta 2040.

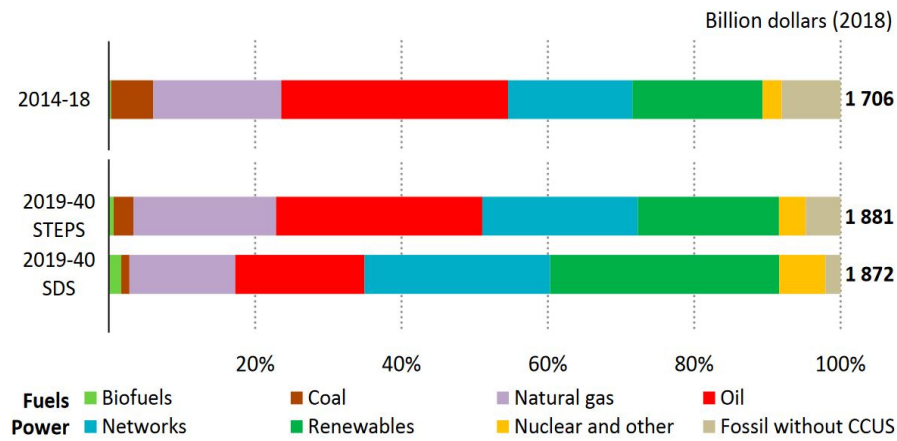


Figura 1.2: Inversión por energía según política [2].

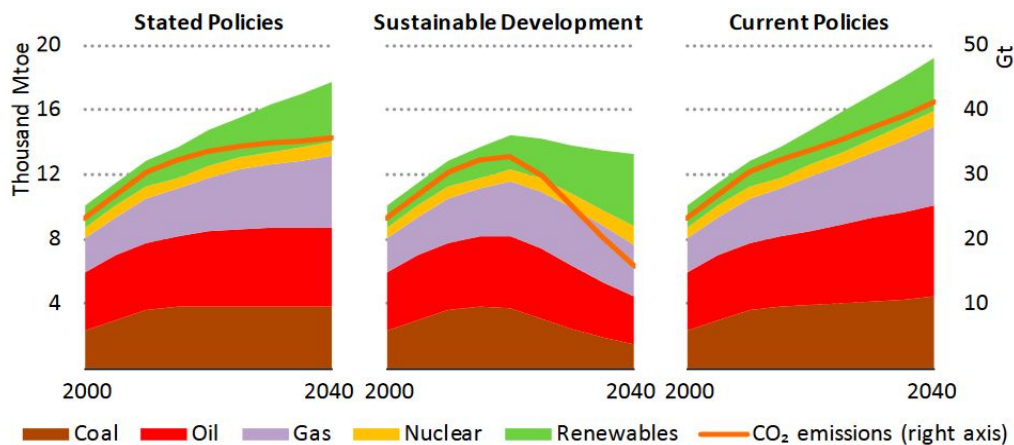


Figura 1.3: Energías según política y el efecto en disminución de emisiones [2].

Europa suele estar a la vanguardia en políticas de protección del medio ambiente y energéticas, mientras que países como Estados Unidos adoptan una postura más conservadora, debido al temor de afectar su gran industria petrolera. A pesar de ello, las energías limpias siguen creciendo en Estados

Unidos, sin que ello implique un decrecimiento significativo en la industria del petróleo. La Figura 1.4 ilustra este comportamiento.

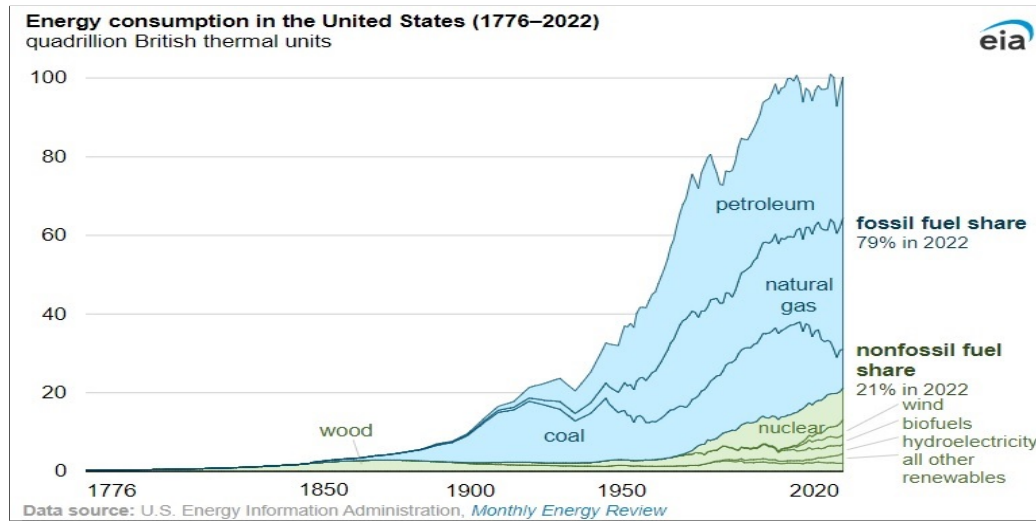


Figura 1.4: Estimación de la matriz energética, Estados Unidos 2020 [2].

### 1.3. Contexto de generación distribuida a nivel nacional

#### Generación distribuida asociada a autoconsumo-netbilling

A nivel nacional, se implementan constantes incentivos mediante legislación y subsidios para promover el uso de tecnología solar a nivel doméstico, con el objetivo de fomentar el autoconsumo y el net billing. La Ley 21.505, promulgada en 2022, fomenta el almacenamiento de energía e incentiva el uso de vehículos eléctricos que requieren baterías de almacenamiento, permitiendo y promoviendo su conexión a los sistemas de distribución [14].

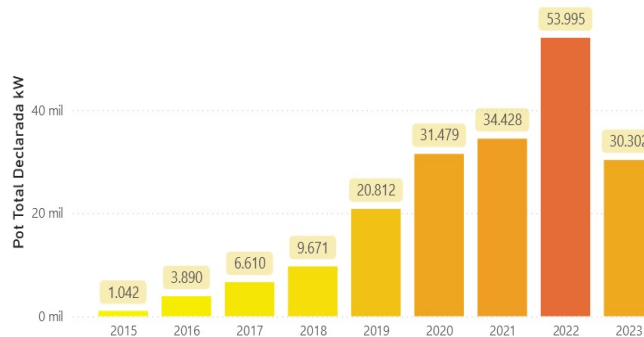


Figura 1.5: Gráfico de GD asociada a autoconsumo, Netbilling

A nivel de autoconsumo y para potencias menores, se implementa la Ley 20.571, que permite a los

clientes regulados de las empresas distribuidoras generar su propia energía eléctrica, principalmente de origen solar, autoconsumirla y vender el excedente a las empresas distribuidoras mediante la inyección a la red, siempre que se cumplan ciertos requisitos en el nodo de conexión correspondiente. En 2018, los proyectos contemplados por la Ley 20.571 correspondieron en un 98 % a energías solares y en un 81 % a proyectos residenciales [15].

Estos marcos legislativos claros, junto con los incentivos y subsidios ofrecidos, favorecen activamente la implementación de Generación Distribuida (GD) y se prevé un aumento en su presencia en los sistemas de distribución en los próximos años.

### Generación distribuida, pequeños y medianos medios de generación distribuida(PMGD)

Las Figuras 1.6 y 1.7 presentan tres proyecciones: base, optimista y pesimista, para ambos gráficos. La Figura 1.6 muestra la proyección anual de la potencia conectada tipo PMGD, mientras que la Figura 1.7 presenta la proyección anual de la producción de energía PMGD, según tecnología, para el sistema eléctrico nacional (SEN) desde 2020 hasta 2039.

En el caso pesimista, la potencia conectada en el SEN parte de una base aproximada de 1500 MW y se proyecta alcanzar 2900 MW en 2040. En el caso base, se proyecta un crecimiento desde 1500 MW en 2020 hasta 3500 MW en 2040. En el caso optimista, se proyecta llegar a un total de 4200 MW en 2040. Las alternativas varían según las proyecciones de avances tecnológicos, estimaciones de variación de costos e inversiones a lo largo del tiempo en el área de tecnología solar.

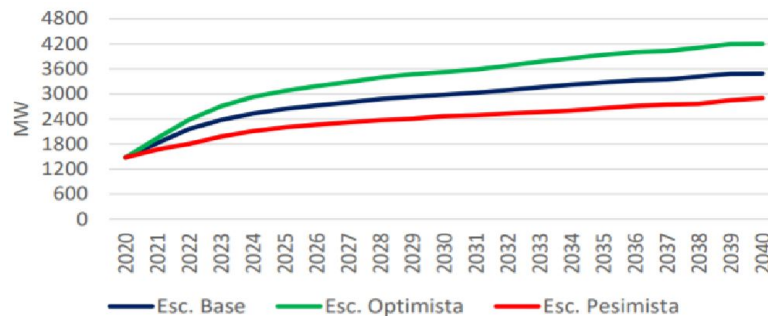


Figura 1.6: PMGD Chile SEN, proyección anual de potencia conectada total [3]

Se proyectan diversas tecnologías energéticas hasta el año 2040, tanto renovables como no renovables. Entre las tecnologías renovables se encuentran el PGMD fotovoltaico, el PMGD eólico y el PMGD hidroeléctrico. Las tecnologías no renovables incluyen el biogás, el GNL y el diésel.

La tecnología fotovoltaica comenzó con unos 500 GWh en 2019. Según las proyecciones, en el caso base se alcanzarán alrededor de 6000 GWh anuales, mientras que en el caso pesimista se proyectan unos 3800 GWh anuales y en el caso optimista se prevén 7200 GWh anuales [3].

La tecnología hidroeléctrica comenzó con aproximadamente 400 GWh anuales en 2019. En el año

2039, las proyecciones para el caso base estiman unos 1000 GWh anuales, mientras que en el caso pesimista se proyectan 800 GWh anuales, y en el caso optimista se mantienen cerca de los 1000 GWh anuales.

En el caso de la energía eólica, las proyecciones muestran leves diferencias en comparación con las tecnologías solares e hidroeléctricas. Por otro lado, las tecnologías no renovables presentan proyecciones marginales en comparación con las energías renovables.

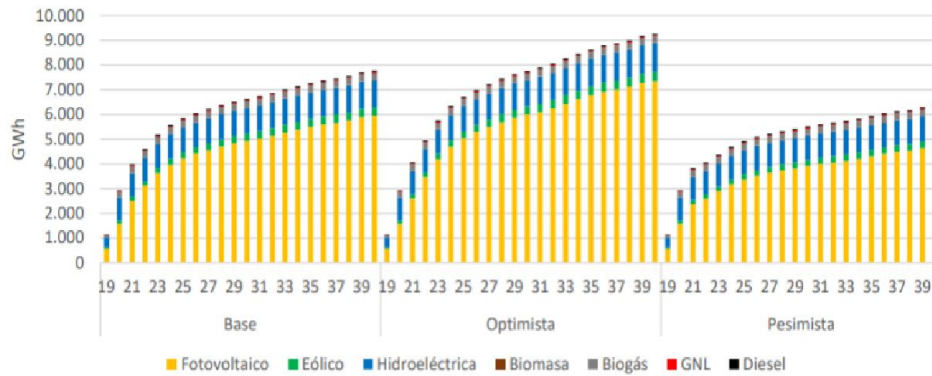


Figura 1.7: PMGD Chile, proyección anual de energía según tecnología [3]

## 1.4. Objetivos

### Objetivo general

- Formular e implementar una versión robusta del problema de flujo óptimo de potencia en redes de distribución activas, en base a *Bus Injection Model (BIM)* y considerar armónicas generadas por elementos de electrónica de potencia, presencia de desbalances en la red, alta penetración de energías renovables y límites establecidos por los marcos normativos.

### Objetivos específicos

- Examinar la literatura técnica relacionada con el problema de flujo óptimo de potencia en redes de distribución activas desbalanceadas, estudiar métodos de inclusión de análisis armónico y consideración robusta de incertidumbre para GD y demanda.
- Formular un modelo para el problema flujo óptimo de potencia, en base a *BIM*, considerando operación desbalanceada con inclusión de modelos de elementos de electrónica de potencia presentes en redes de distribución activas.

- Incorporar la incertidumbre de la GD y de la demanda en un modelo de flujo óptimo de potencia utilizando el paradigma de optimización robusta.
- Implementar el modelo propuesto en un lenguaje de programación matemático *AMPL*, incluyendo restricciones de contenido armónico y mantener consistencia con la normativa técnica vigente del área.
- Evaluar desempeño del modelo propuesto, utilizando redes típicas documentadas en la literatura y considerar indicadores como la eficiencia computacional y la calidad de los resultados operacionales.

### 1.5. Estructura del documento

El Capítulo 1, titulado Introducción y objetivos, ofrece una visión general del tema de estudio, establece los objetivos principales y describe el contexto general en el que se enmarca la investigación.

En el Capítulo 2, denominado Marco teórico, se realiza una revisión detallada de los conceptos y teorías fundamentales que son relevantes para el problema investigado. Además, se abordan los temas actuales asociados al área de estudio, proporcionando una base sólida para el análisis.

El Capítulo 3, titulado Modelación del problema, expone de manera clara el problema central de la investigación, con un enfoque en la modelación precisa de los componentes involucrados. En este capítulo, se integran los conceptos tratados en el marco teórico y se presentan las armónicas y la incertidumbre como elementos clave dentro del modelo.

El Capítulo 4, titulado Metodología de solución, aborda la incorporación de los conceptos de desbalances, incertidumbre y armónicas a través de un flujo óptimo de potencia. En esta sección, se detallan las simplificaciones y adaptaciones realizadas al modelo para permitir la obtención de una solución viable y efectiva.

En el Capítulo 5, Experimentos computacionales, se presentan los casos de estudio utilizados, que incluyen los modelos de 4, 13 y 37 barras. En esta sección, se compara el rendimiento de los software *AMPL* que incorpora el despacho en el programa *OpenDSS* de flujo de potencia con la incertidumbre en los análisis. Los resultados se presentan a través de tablas y gráficos, permitiendo una visualización clara de las diferencias y hallazgos.

Finalmente, el Capítulo 6, Conclusiones y trabajo futuro, ofrece una revisión general del trabajo realizado. A partir de los resultados obtenidos, se presentan observaciones sobre las ventajas y desventajas de las diferentes alternativas estudiadas. Además, se proponen líneas de investigación futura y posibles mejoras o incorporaciones al trabajo.

La sección de Referencias incluye todas las citas bibliográficas consultadas y utilizadas a lo largo del documento, proporcionando el respaldo necesario para el estudio realizado.

# Capítulo 2

## Marco teórico

En el presente capítulo se revisan los principales temas relacionados con el trabajo de la memoria. Se describe detalladamente el núcleo de la formulación y se presenta una breve asociación de conceptos y definiciones. A continuación, se abordan los temas de flujo óptimo de potencia, herramientas de apoyo, convertidores de potencia, desbalances asociados a sistemas de distribución, la introducción de armónicas y los conceptos necesarios en el contexto de las RDA. Finalmente, se incluyen menciones a algunas normativas de los sistemas de distribución y se analizan los conceptos relacionados con la incertidumbre y cómo afrontarla.

### 2.1. Descripción del problema

Los sistemas eléctricos de potencia están en constante evolución y expansión, ya que deben producir y transportar la energía requerida por las industrias y los hogares, cuyo consumo sigue en aumento. Es esencial que la red garantice un servicio confiable, a la par que se optimicen costos mediante la eficiencia y la reducción de gastos operativos.

En este entorno de expansión continua, la planificación y el control del sistema eléctrico de potencia representan un desafío constante. Este proceso se modela comúnmente como un problema de optimización, donde se busca minimizar costos, inversiones asociadas y riesgos de fallos. Todo esto debe ser considerado bajo condiciones de carga variables a lo largo del tiempo y las restricciones de los equipos disponibles.

La incorporación de la GD a los sistemas de potencia permite reducir distancias, mejorar la confiabilidad de la red ante fallos de transmisión y disminuir los costos asociados al transporte de energía, siendo una alternativa atractiva frente a las redes de distribución convencionales.

La estabilidad del sistema eléctrico depende del mantenimiento del balance entre la demanda y la generación, así como de un monitoreo constante. La alta penetración de energías renovables aumenta la incertidumbre en la generación y añade componentes armónicos, derivados de los equipos de electrónica de potencia. En el nivel de distribución, las cargas suelen estar desbalanceadas, lo que constituye la principal causa de desbalance en la red durante su operación normal. Sin embargo, la planificación tiende a simplificar los modelos de la red, asumiéndolos como monofásicos balanceados.

La Figura 2.1 representa algunas de las variables presentes en las redes eléctricas actuales, donde

se busca la respuesta y eficiencia del sistema en términos de generación de energía, transmisión y distribución a los centros de demanda eléctrica.

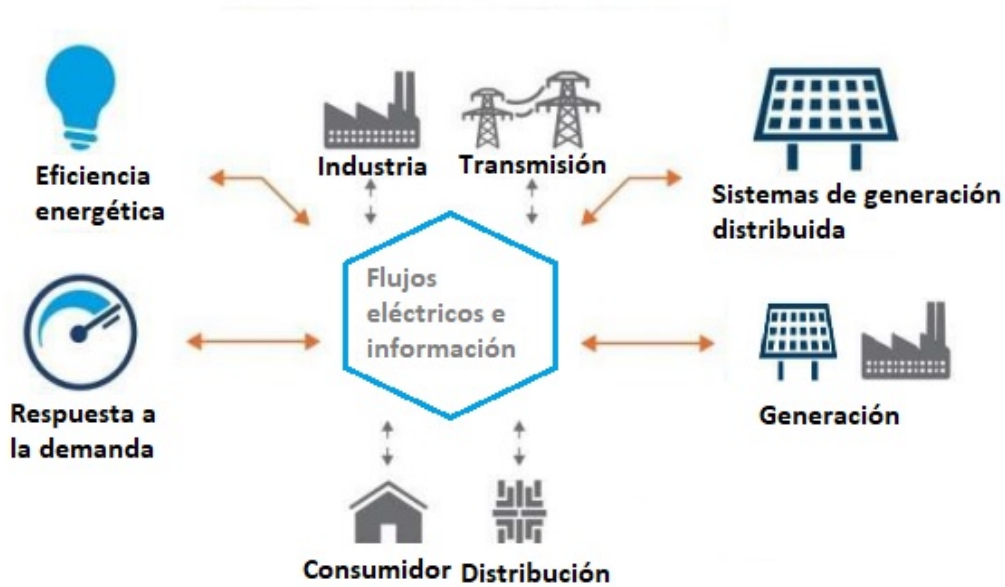


Figura 2.1: Esquema de red de distribución activa

La incorporación de estas variables adicionales requiere disponer de herramientas de optimización que permitan considerar: la presencia de armónicos asociados a la GD, los desbalances en la red derivados de las cargas desbalanceadas y las incertidumbres relacionadas con la generación solar y las demandas. El objetivo es garantizar una planificación óptima y un modelo preciso que represente de manera adecuada el sistema eléctrico, tanto en su estado actual como en el futuro.

## 2.2. Generación distribuida solar

La energía solar fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Cada celda fotovoltaica, que forma parte de los paneles solares, genera una diferencia de potencial eléctrico que permite el desplazamiento de electrones, lo que produce corriente eléctrica.

Los medios de generación distribuida se refieren a la producción de energía a pequeña o mediana escala, con conexión descentralizada y cercana a los puntos de consumo. Esta modalidad de generación eléctrica implica la instalación de paneles solares e inversores en diversas ubicaciones dentro de una red de distribución eléctrica.

Esta tecnología y su utilización cumplen un rol fundamental en la transición a una red eléctrica con mayor presencia de energías renovables y de funcionamiento sustentable, con el objetivo de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> y aumentar la seguridad energética a la vez que disminuyen los costos. Algunas

otras ventajas claves de esta alternativa de generación incluyen el aumento de la fiabilidad de la red al depender en menor medida de las producciones de gran escala, reducción de pérdidas y la integración de energías renovables limpias a la red eléctrica.

La tecnología de inversores es un aspecto técnico fundamental en el funcionamiento de la GD solar, ya que estos dispositivos convierten la potencia continua generada por los paneles solares en potencia alterna utilizable. Algunos inversores, conocidos como inversores inteligentes, no solo realizan esta conversión, sino que también ofrecen funcionalidades adicionales, como el soporte a la red eléctrica y la capacidad de recuperación ante fallas, lo cual mejora la estabilidad y resiliencia del sistema [16], [17].

La conexión de un sistema de GD solar a la red eléctrica requiere garantizar la estabilidad, eficiencia y seguridad del suministro. Para ello, es necesario que los inversores y convertidores sean capaces de cumplir con funciones cruciales, como el control de la tensión y la compensación de potencia reactiva, en caso de ser necesario. Esto asegura que el sistema pueda operar de manera eficiente sin afectar la red principal [18], [19].

En algunos sistemas de GD solar, el uso de baterías de almacenamiento es una característica importante. Estas permiten gestionar la energía durante periodos de baja demanda, almacenándola para su uso en momentos de alta demanda. Además, las baterías ayudan a controlar las fluctuaciones de tensión, que son comunes debido a la incertidumbre asociada con la disponibilidad del recurso solar.

Un desafío significativo en la integración de la GD solar es que la red eléctrica se vuelve cada vez más compleja, con un mayor número de componentes y un mayor volumen de información que debe ser recabada y analizada. Este es el concepto central de las Smart Grids (SG) que emplean tecnologías avanzadas para optimizar la gestión, el control y la eficiencia del sistema eléctrico.

Las temáticas asociadas a la generación distribuida solar incluyen varios aspectos clave. Uno de ellos es la incertidumbre solar, ya que la radiación solar varía constantemente debido a factores como las condiciones ambientales, la estación del año y la ubicación geográfica. Esta variabilidad introduce desafíos en la predicción y gestión de la energía generada.

Otro tema relevante es la eficiencia de la tecnología disponible. Aunque las tecnologías fotovoltaicas han avanzado considerablemente, la eficiencia de los sistemas de generación sigue siendo un factor crucial para optimizar el rendimiento y la rentabilidad de las instalaciones solares distribuidas.

Finalmente, la sostenibilidad e impacto ambiental también son temas esenciales en la discusión de la generación distribuida solar. A pesar de ser una fuente de energía limpia, la producción, instalación y eventual reciclaje de los componentes solares pueden generar impactos ambientales que deben ser gestionados adecuadamente para asegurar que la energía solar siga siendo una opción verdaderamente sostenible.

### 2.2.1. Pequeños medios de generación distribuida (PMGD)

Instalación de generación eléctrica solar con capacidad instalada igual o menor a 9 MW. Están diseñados, como indica su nombre, para producir energía de manera distribuida, es decir, cerca de los consumos, lo que permite disminuir pérdidas en transmisión y distribución de energía eléctrica [20].

Típicamente están gestionados por pequeños y medianos propietarios, como empresas locales que pueden vender el exceso de energía que generan. Esto permite fomentar la autosuficiencia energética y diversificar la matriz energética que tradicionalmente posee redes centralizadas y unidireccionales del flujo de energía.

### 2.2.2. Balance Neto/Netbilling

Subdivisión dentro de la categoría GD, la capacidad instalada de esta categoría tiene el fin principal de abastecer el consumo propio, el excedente típicamente se vende a los consumidores. El límite para esta categoría es de 300 kW, impuesto por la ley 21.118 [21]. En Chile durante el año 2018 se publica la ley 21.118, con el fin principal de promover la integración de las energías renovables al sistema eléctrico nacional, esta ley permite vender el exceso de energía directamente a los consumidores. Un esquema representativo de netbilling a nivel doméstico se presenta en la Figura 2.2.

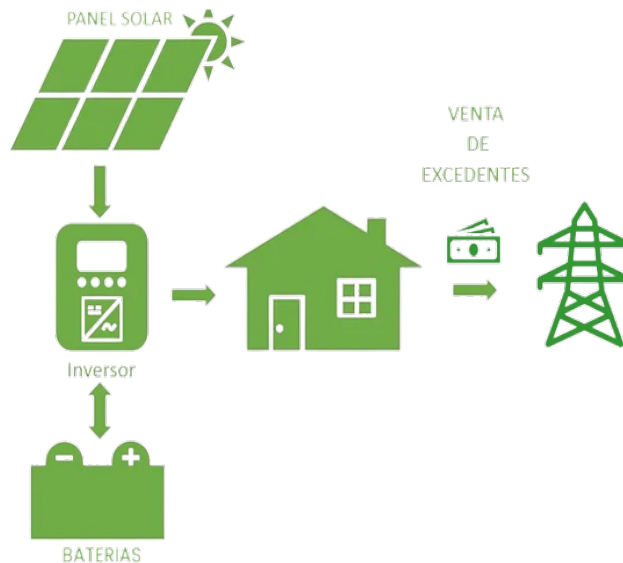


Figura 2.2: Esquema de ejemplo, netbilling

### 2.2.3. Incertidumbre asociada a la energía solar

Cada día presenta condiciones ambientales variables que influyen directamente en la radiación solar recibida por la superficie terrestre. Factores como la estación del año, la temperatura ambiental, la

humedad y la nubosidad afectan directamente la irradiancia o radiación que incide sobre los paneles solares. Un día nublado provoca un aumento de la radiación difusa y una disminución de la radiación directa que reciben los paneles solares.

La irradiancia solar directa es la radiación que llega a la superficie de manera perpendicular, sin ningún tipo de interferencia. Los sistemas fotovoltaicos con seguidores están diseñados para captar este tipo de irradiancia, ya que permite una mayor eficiencia en la generación de energía.

Por otro lado, la irradiancia solar difusa es aquella que se dispersa al interactuar con la atmósfera, debido a la presencia de gases y nubes. Aunque no llega de manera directa, esta radiación contribuye también a la producción de energía en los paneles solares.

Finalmente, la irradiancia reflejada es la radiación que rebota en superficies como agua, nieve, hielo o vidrio y se refleja hacia los paneles solares. Aunque existe, su impacto en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos es mínimo en comparación con las otras formas de irradiancia.

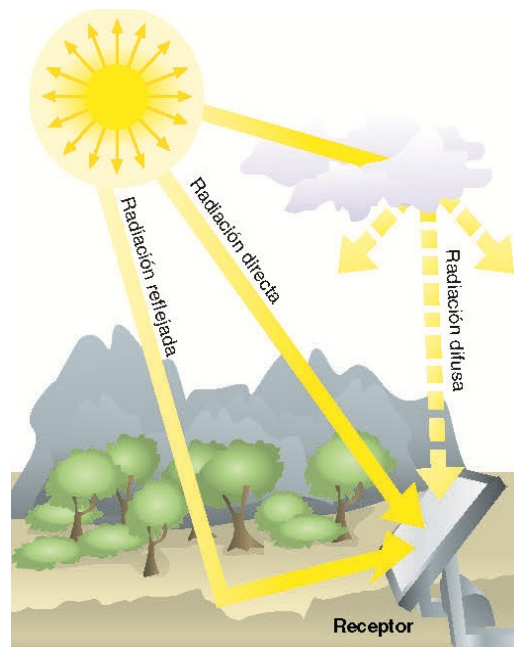


Figura 2.3: Esquema descriptivo de irradiancias [4]

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Por su parte, la irradiancia es la potencia de la radiación solar por unidad de área, medida en  $W/m^2$ . La irradiancia varía constantemente a lo largo del día, dependiendo de la hora, la nubosidad y la estación del año. Esta variabilidad impacta directamente en la generación de energía a partir de la radiación solar, lo que introduce un factor variable o de incertidumbre en la producción energética.

Estas irradiancias varían constantemente según las horas del día, nubosidad y estación del año. La generación de energía en base a radiación solar depende directamente de esta irradiancia lo que

provoca un factor variable o incertidumbre.

### 2.2.4. Almacenamiento de energía solar

Un desafío de la generación con energía de origen solar es la disponibilidad de esta solamente durante el día. De este modo, el almacenamiento de energía durante el día y el uso o venta de esta energía en horas de mayor consumo es una alternativa cada vez con mayor fuerza, mientras mejoran las tecnologías y disminuyen los costos de las baterías [22], [23], [24].

Actualmente, existen diversas tecnologías de baterías recargables, cada una con características que las hacen adecuadas para diferentes aplicaciones. Las baterías de iones de litio son una opción popular debido a su alta densidad energética y larga vida útil, medida en ciclos de carga y descarga. Son comúnmente utilizadas tanto en aplicaciones domiciliarias como comerciales.

Por otro lado, las baterías híbridas combinan tecnologías complementarias, como las baterías tradicionales y los supercapacitores. Esta combinación permite mejorar el rendimiento y la eficiencia de los sistemas solares, optimizando el almacenamiento de energía.

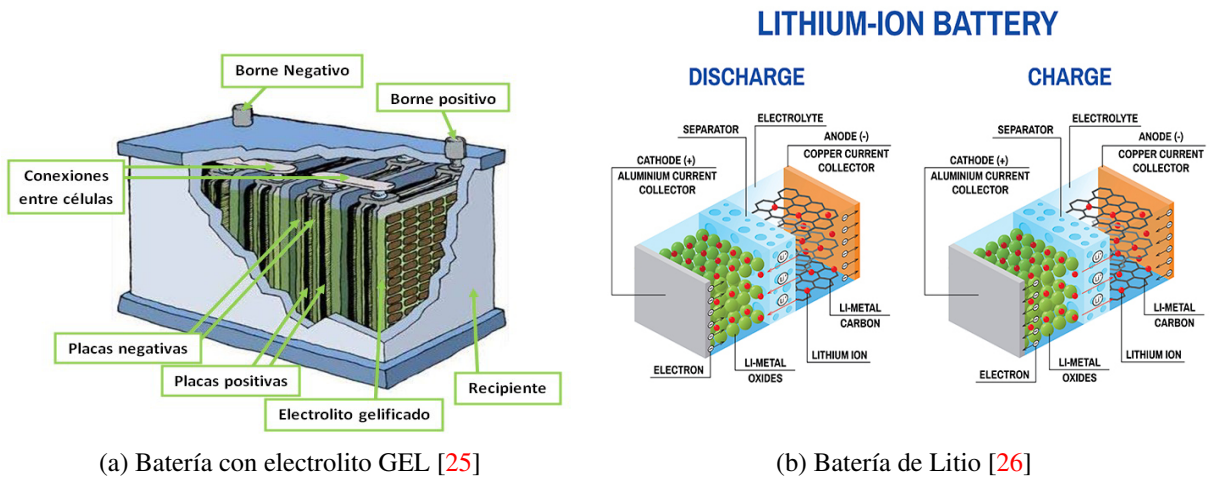


Figura 2.4: Ejemplos de tecnologías de baterías

Finalmente, las baterías de GEL son un tipo de batería de plomo-ácido sellada, donde el electrolito se encuentra suspendido en gel en lugar de ser líquido. Estas baterías ofrecen ventajas en términos de durabilidad, seguridad y requieren un mantenimiento mínimo, lo que las convierte en una opción confiable para diversas aplicaciones.

La Figura 2.4 presenta algunas topologías de baterías recargables asociadas a GD solar.

## 2.3. Redes de distribución eléctrica

Las redes de distribución eléctrica tienen la función de suministrar energía de manera segura y confiable a las zonas de consumo.

Actualmente, el concepto de Smart Grid o redes inteligentes está ganando relevancia. Este modelo propone redes de distribución que incorporan tecnologías avanzadas de comunicación y control, con el objetivo de mejorar la confiabilidad, seguridad y eficiencia del suministro. Se busca optimizar la gestión de la red y facilitar la participación activa de los consumidores.

### 2.3.1. Redes inteligentes - Smart Grids

Las Smart Grid (SG) son redes eléctricas que incorporan desarrollos tecnológicos tales como: tecnología digital y avances en métodos de comunicación, con la función principal de determinar la respuesta a las variaciones en demandas eléctricas y, en un futuro cercano, revolucionar la distribución, transmisión y generación de energía [27].

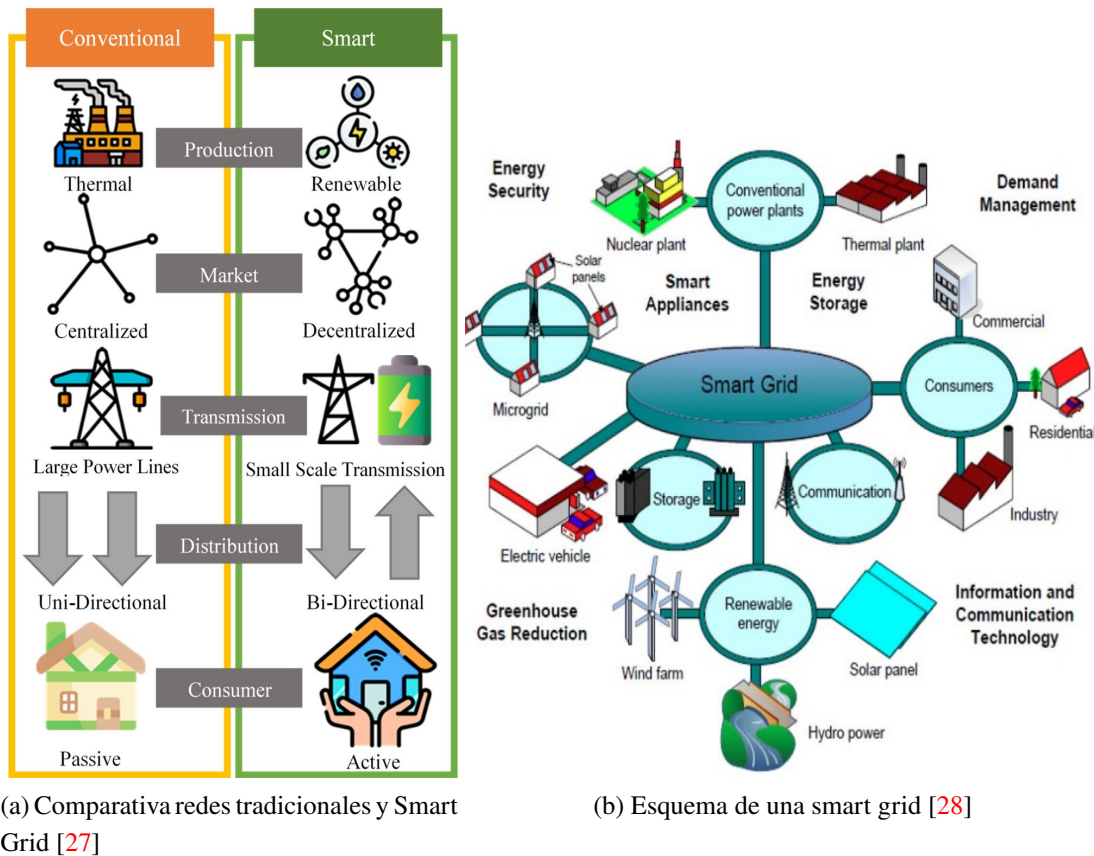


Figura 2.5: Redes inteligentes, Smart grids

El término Redes Inteligentes (RI o SG, en inglés) [29] hace referencia a un sistema de distribución

que abarca tradicionalmente generación masiva, transmisión, distribución, consumos, mercados y electrónica de potencia, al cual se le aplican nuevas tecnologías para lograr un funcionamiento óptimo, reducción de costos y aumento de la robustez de la red. Algunos aspectos se entrelazan con las redes de distribución activa, cuyo enfoque está en la optimización del funcionamiento, reducción de costos e integración remota y automática de generación distribuida (GD). El concepto de SG incluye algunos de estos temas, pero además pone énfasis en la gestión de la información, el control de datos mediante tecnología de comunicaciones y la incorporación de tecnología digital.

Los consumidores, a diferencia de las redes tradicionales, deben conocer sus usos y consumos de forma estándar, esto apoyado por regulación, para permitir una mejora en eficiencia energética de forma notoria. Idealmente esta información es bidireccional, donde el coordinador también conoce a partir de las tecnologías digitales y de comunicación se reciben estos datos que permiten de mejor manera el manejo y control del abastecimiento de las demandas.

La Figura 2.5 muestra algunos ejemplos de componentes y diferencias respecto a las redes convencionales. Por ejemplo, las RI incorporan de forma creciente las energías renovables, en especial las de GD. La GD en estas redes permite un flujo bi-multi direccional de la energía, al mismo tiempo, esto descentraliza los flujos de potencia tradicionales de los grandes centros de generación a demandas, de forma unidireccional. Lo anterior permite utilizar las RDA de forma proactiva donde cada vez se incorporen mayores puntos de generación distribuida, lejanos a las grandes líneas de transmisión tradicionalmente requeridas. Otro punto es el consumo, la información y tecnología [28] que se dispone en el sistema debe permitir a los consumidores conocer su uso y demanda de energía (y viceversa por parte de la red), lo que permite un sistema más eficiente y ágil en términos energéticos al corto, mediano y largo plazo.

### **2.3.1.a. Redes de distribución activa**

Las RDA están diseñadas para gestionar y optimizar la integración de recursos energéticos distribuidos en las redes de distribución. Esto incluye sistemas fotovoltaicos con inversores inteligentes, baterías de almacenamiento, bancos de capacitores, reguladores y equipos que permiten un control avanzado mediante monitoreo y sensores [30]. La evolución de las RDA responde a la necesidad de mayor flexibilidad y resiliencia en las redes, así como al creciente nivel de integración de generación distribuida (GD) [31], [32].

Las RDA actuales se centran principalmente en la integración de generación distribuida (GD) y almacenamiento de energía. Sin embargo, las redes del futuro deben abordar la incertidumbre y variabilidad asociadas con el aumento continuo de las energías renovables en las redes.

Las RDA permiten optimizar las redes de distribución y reducir las pérdidas energéticas mediante la incorporación de tecnologías avanzadas y estrategias de control, mejorando así la eficiencia en la gestión de la energía distribuida.

La integración de almacenamiento de energía y generación distribuida (GD) incrementa la confiabilidad de las redes. Estos sistemas funcionan como fuentes alternativas de energía, garantizando un respaldo ante interrupciones o caídas en el suministro proveniente de las grandes plantas de generación y las redes de transmisión.

Las RDA también mejoran la flexibilidad de las redes al permitir la adaptación a la variabilidad de las energías renovables. Además, facilitan la respuesta a los cambios en la demanda de energía, favoreciendo la adaptación a escenarios futuros de variabilidad en la producción y el consumo energético.

El manejo de la incertidumbre asociada a la GD solar es fundamental para mantener la estabilidad y eficiencia de las RDA [32]. Es necesario implementar estrategias adecuadas que permitan gestionar estos factores de incertidumbre de manera efectiva.

El desarrollo de técnicas de control y optimización es esencial para gestionar las interacciones complejas entre los diferentes componentes de la red. Esto permite tomar decisiones basadas en la información disponible y ejecutar las acciones necesarias para mantener el funcionamiento eficiente de la red.

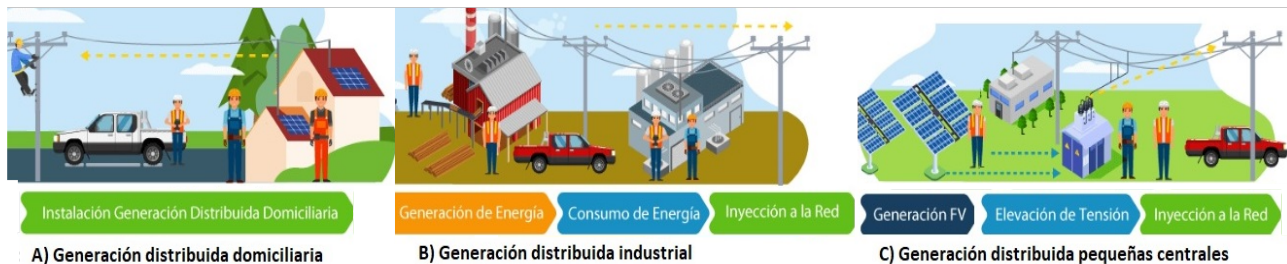


Figura 2.6: Conexiones de generación distribuida al sistema [5]

Las unidades de GD permiten una reducción de las distancias entre las demandas y la generación, fomentando la descentralización del sistema respecto a la tradicional generación de altas potencias, conectada a través de sistemas de transmisión. La descentralización del sistema además, de reducir distancias entre generación/demanda, permite agregar una robustez a la red al ramificar la potencia en pequeños flujos de energía respecto a la red de transmisión. La Figura 2.6 muestra tres ejemplos de GD, a nivel a nivel domiciliario, industrial y PMGD. Se entiende que la potencia escala desde A hasta C.

## 2.4. Flujo óptimo de potencia

El Flujo Óptimo de Potencia (FOP) es un problema de optimización en análisis de sistemas de potencia, permite minimizar los costos de la generación, mientras se cumplen restricciones de límites de tensión, capacidad de transmisión de las líneas, balance de potencia y restricciones específicas

según la red bajo análisis. La ventaja principal del FOP es que permite, al operador del sistema de potencia, optimizar la operación de la red de una forma efectiva y eficiente en costos, mientras se mantiene una confiabilidad y seguridad de la entrega de energía. La optimización del despacho y perfiles de tensiones pueden reducir el costo general del sistema de potencia [33] [34] [33].

Generalmente se utiliza como herramienta en sistemas de transmisión, donde el sistema se considera balanceado y simplificado para el análisis, siendo poco común para análisis en sistemas de distribución. La inclusión de GD y capacidad de controlar la generación en la red, aumenta el potencial beneficio de aplicar FOP a nivel de distribución.

A continuación se presentan las bases del FOP según el método BIM y el balance de potencia, con su simplificación monofásica como introducción. Este es el modelo clásico que se encuentra para alternativas de flujo óptimo de potencia, es simple, rápido y eficaz. Pero hay temáticas y circunstancias que no logra abarcar. En secciones posteriores se aborda al flujo óptimo desbalanceado con mayor grado de detalle.

Ecuaciones flujo de potencia:

$$P_{g,i} - Pd_i - V_i \sum_{j=1}^{Nb} V_j (G_{ij} \cos(\delta_{ij}) + B_{ij} \sin(\delta_{ij})) = 0 \quad (2.1)$$

$$Q_{g,i} - Qd_i - V_i \sum_{j=1}^{Nb} V_j (G_{ij} \sin(\delta_{ij}) - B_{ij} \cos(\delta_{ij})) = 0, \quad (2.2)$$

donde  $P_{g,i}$  es la potencia activa generada por unidad  $g$  (GD) en barra  $i$ ,  $Q_{g,i}$  es potencia reactiva generada por unidad  $g$  (GD) en barra  $i$ ,  $V_i$  corresponde a la magnitud de tensión en barra  $i$ ,  $V_j$  es la magnitud de tensión en barra  $j$ ,  $G_{ij}$  es la conductancia entre barras  $i$  y  $j$ ,  $B_{ij}$  indica la susceptancia entre barras  $i$  y  $j$ , finalmente  $\delta_{ij}$  es el ángulo entre tensiones de barras  $i$  y  $j$ .

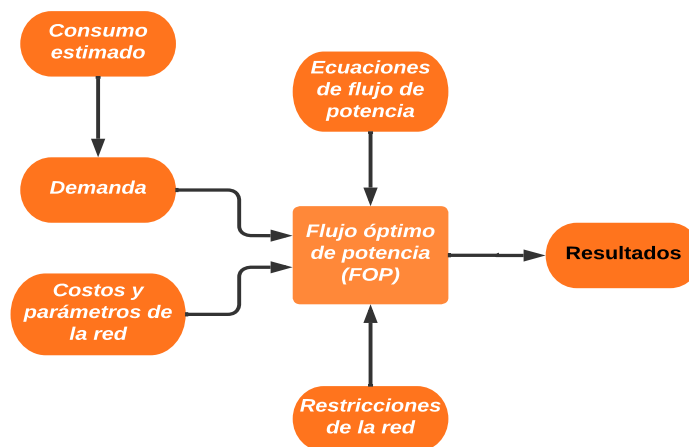


Figura 2.7: Esquema simple FOP

En (2.1) y (2.2) se presentan los balances de potencias activa y reactiva, forman la base del flujo de potencia. En adición a (2.1) y (2.2), de flujo de potencia, se deben considerar las restricciones del sistema y una función objetivo de interés, con lo cual, se forma el denominado flujo óptimo de potencia, similar al esquema representativo de la Figura 2.7.

## **2.5. Convertidores de potencia**

### **2.5.1. Teoría general convertidores**

La industria ha ido evolucionando y con ella la tecnología de electrónica de potencia, vinculando el nivel de potencia, dispositivos de conmutación y diseño. Los convertidores de electrónica de potencia convierten energía eléctrica de un nivel de tensión/corriente/frecuencia a otro utilizando interruptores electrónicos basados en semiconductores. Los interruptores de estos tipos de circuitos funcionan en estado totalmente encendido o totalmente apagado.

En general, los convertidores de potencia cumplen un rol fundamental en la generación distribuida solar, aseguran la eficiencia y seguridad de la operación. Los convertidores convencionales que se utilizan en sistemas de generación distribuida cumplen la función de inversor de potencia, convierten corriente continua de los paneles solares en corriente alterna [6].

Los convertidores comerciales funcionan principalmente bajo el modo de seguimiento de Máximo Punto de Potencia (MPP, por sus siglas en inglés Maximum Power Point): Técnica ampliamente utilizada para maximizar la producción de energía producida por un sistema de generación solar [35]. Ajusta continuamente la carga conectada a los paneles solares para garantizar la máxima potencia posible, el punto varía según irradiancia solar, temperatura y carga. El proceso de conmutación de los dispositivos electrónicos de un convertidor de un estado a otro se denomina modulación.

Dentro de los parámetros como frecuencia de conmutación, distorsión, pérdidas y generación armónica son algunas de las problemáticas asociadas al desarrollo de estrategias de modulación en convertidores electrónicos de potencia. Dentro de la amplia categoría disponible, el enfoque de interés se reduce a los inversores, conversión corriente continua a corriente alterna con especial énfasis en procesos de Modulación por Ancho de Pulsos (PWM, por sus siglas en inglés Pulse Width Modulation) [6] [36].

### **2.5.2. Inversores de potencia**

Los convertidores de energía de continua a alterna son más comúnmente conocidos como inversores. Las estructuras típicas de inversores son de tipo monofásicas o trifásicas. Los inversores monofásicos cubren aplicaciones de baja potencia, mientras que los inversores trifásicos permiten aplicaciones de

media y alta potencia. El funcionamiento bajo MPP permite maximizar la energía (potencia activa) generada, este modo debilita la posibilidad de compensar potencia reactiva en la red eléctrica [6] [35].

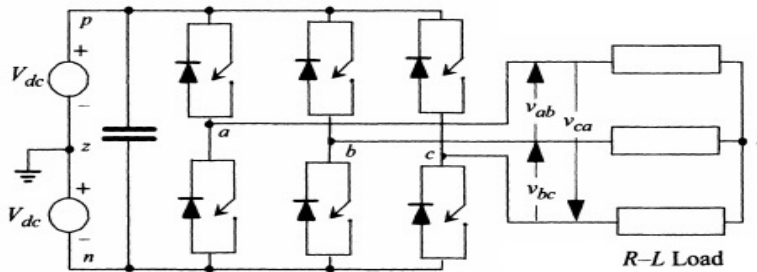


Figura 2.8: Topología de inversor de fuente de tensión trifásico [6]

La Figura 2.8 presenta un inversor trifásico básico de referencia.

El uso de los inversores es amplio en el área de los accionamientos de motores eléctricos. Permiten generar magnitudes de frecuencia y tensión alterna controlable mediante diversas estrategias de modulación, entre ellas la de ancho de pulsos o PWM.

### 2.5.3. PWM en convertidores electrónicos de potencia

La implementación de un control rápido y eficiente es un requisito básico al utilizar el convertidor de potencia. La técnica Modulación por Ancho de Pulsos (más conocida como PWM, en inglés) crea variaciones en los ciclos de encendido/apagado en los interruptores de la estructura del convertidor. La conversión de la alimentación de Corriente Continua (CC) a alimentación de Corriente Alterna (CA) trifásica se realiza exclusivamente mediante el uso de interruptores. Los interruptores fabricados con material semiconductor tradicionalmente realizan conexiones de alta frecuencia entre dos terminales de CC.

A media y baja tensión estas conexiones típicamente de alta frecuencia se realizan a frecuencia media según el tipo de aplicación requerido. La señal de seguimiento deseada es típicamente la sinusoidal de la red, la cual se obtiene mediante variación del ciclo de trabajo.

Existen varios métodos válidos para la implementación del método PWM. Uno de ellos es el método de suboscilación, que utiliza señales portadoras individuales para cada fase. En la Figura 2.9a se presenta un ejemplo con una referencia de Modulación estática de 0.5. Este esquema de control emplea tres señales sinusoidales correspondientes a cada fase,  $u_a$ ,  $u_b$  y  $u_c$ , en estado estacionario. Para generar la señal de control de los interruptores del convertidor, se utilizan tres comparadores y una señal portadora triangular con una frecuencia establecida en orden de kHz. De esta forma, se sigue la señal sinusoidal correspondiente [6] [36].

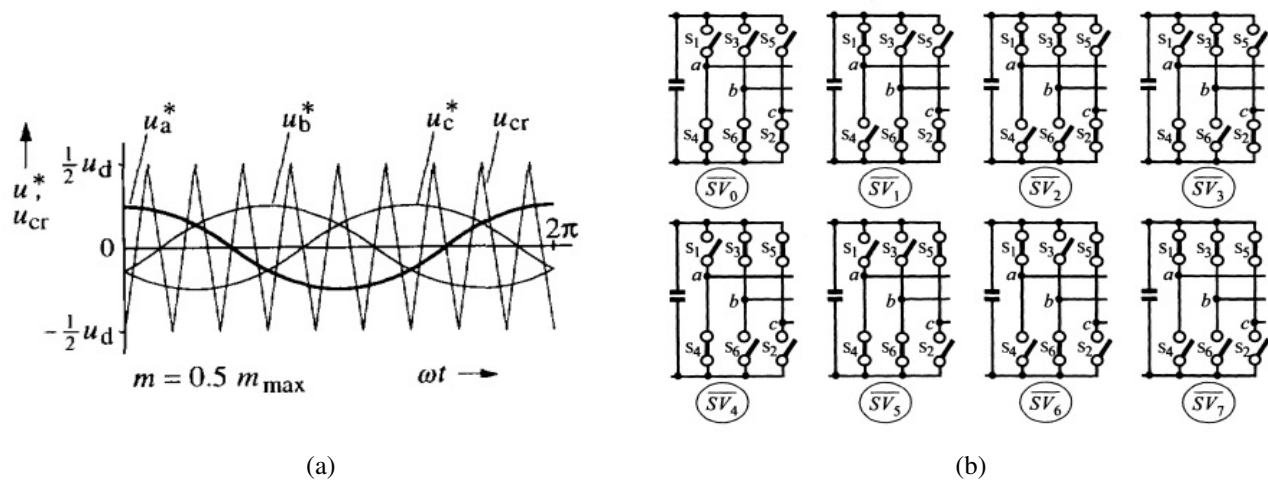


Figura 2.9: (a) Señal de referencia y señal portadora con  $m = 0.5$ , mientras (b) presenta Ocho estados posibles para estados de interruptores [6]

Otro método es el de Modulación Vectorial Espacial (SVM, por sus siglas en inglés). Este enfoque fue propuesto a mediados de los años 80 y se considera una alternativa que ofrece ventajas respecto a un PWM natural y de muestreo regular, especialmente en términos de rendimiento y facilidad de implementación. La principal ventaja del método SVM radica en la identificación explícita de la ubicación de los pulsos, lo que, mediante grados de libertad adicionales, permite aumentar el rendimiento armónico del convertidor [6].

La Figura 2.9b presenta los estados de los interruptores de un inversor trifásico básico, con sus ocho posibilidades de actuación. El método SVM es un proceso de muestreo intrínsecamente regular, ya que iguala la suma de dos promedios del vector espacial durante un periodo equivalente de media señal portadora.

## 2.6. Desbalances en sistemas de distribución

Dado el incremento de la GD en sistemas de potencia, se ha desarrollado un incremento en los avances en técnicas de análisis respecto a flujo de potencia desbalanceados. En los sistemas de distribución es una de las situaciones más comunes, siendo un enfoque los estudios de los últimos años la consideración de la presencia de GD bajo condiciones desbalanceadas.

Las fuentes de desbalances provienen de las líneas y las cargas desbalanceadas. Las líneas pueden ser desbalanceadas si no presentan transposición o según la estructura del sistema bajo análisis. Los tipos de carga aportan un importante desbalance al estar presentes cargas monofásicas y bifásicas.

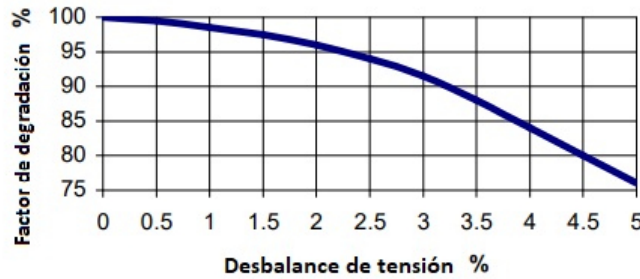


Figura 2.10: Grado de degradación por desbalance de tensión en motores [7]

La existencia de desbalances en las redes eléctricas visto desde las cargas puede resultar perjudicial. Por ejemplo una carga común compuesta de motores trifásicos, que se encuentra operando en condiciones de tensión desbalanceada, provoca corrientes circulantes que producen aún más desequilibrio en el circuito interno, calentando el motor. Si el desequilibrio es suficientemente grande, la degradación del motor es notoria e incluso se puede llegar a fallo.

La operación a bajos niveles de desbalances no produce degradaciones notorias, un funcionamiento prolongado con niveles de desbalances altos produce una disminución de la vida útil del equipamiento, tal y como muestra la Figura 2.10.

## 2.7. Detalles y definición de armónicas

La serie de Fourier representa la suma de señales periódicas conocidas como armónicas, las cuales se repiten de forma idéntica cada ciclo.

$$x_t = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \left( a_h \cos \left( \frac{2\pi ht}{T} \right) + b_h \sin \left( \frac{2\pi ht}{T} \right) \right), \quad (2.3)$$

donde  $a_0$  es el valor medio de la función,  $(a_h, b_h)$  son las amplitudes de las componentes armónicas ortogonales,  $h$  es el orden de la armónica y  $T$  es el periodo de la función.

La señal completa se representa a través de la función periódica  $x(t)$ , formada por componentes de frecuencia fundamental y armónicas. La frecuencia fundamental se denota por el inverso del periodo y los múltiplos enteros de la frecuencia fundamental representan las armónicas, donde  $h$  expresa el orden.

Las frecuencias fundamentales típicas de las señales sinusoidales de tensiones y corrientes son de 50 ó 60 Hz.

Las cargas no lineales y convertidores de potencia generan armónicas en las señales idealmente sinusoidales puras.

### 2.7.1. Equivalente Norton

Existen distintos métodos para la representación de la inyección armónica, tradicionalmente se utilizan fuente de corriente, equivalente Norton o el planteamiento utilizado en el documento [37] que mediante una matriz de acoplamiento entre armónicas y su relación a las tensiones armónicas.

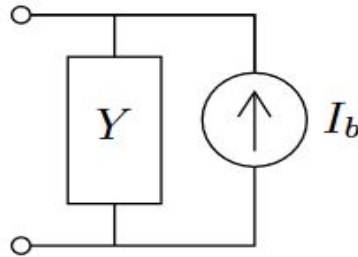


Figura 2.11: Equivalente Norton, representación de inyección armónica por GD solar

En este trabajo se analiza una inyección sin acoplamiento de armónicas, como el indicado en la Figura 2.11 presenta el equivalente Norton para el caso fundamental, para las demás armónicas, la fuente de corriente  $I_b$  representa la corriente armónicas bajo estudio, mediante el principio de superposición se inyectan las armónicas de orden  $h$  mediante  $h$  fuentes de corriente. Al mismo tiempo que la matriz  $Y$  de admitancia equivalente, se analiza para cada  $h$  de la armónica bajo estudio.

### 2.7.2. Filtros de armónicas

#### 2.7.2.a. Filtros pasivos

El propósito de los filtros pasivos es reducir el flujo de tensión o corriente en barras y/o equipamiento específico del sistema eléctrico de potencia. Las configuraciones consisten de condensadores, inductores y resistencias que se combinan y seleccionan para lograr una impedancia máxima o mínima en relación a frecuencias elegidas. No son adaptables ante distintas condiciones de operación o cambios topológicos del sistema.

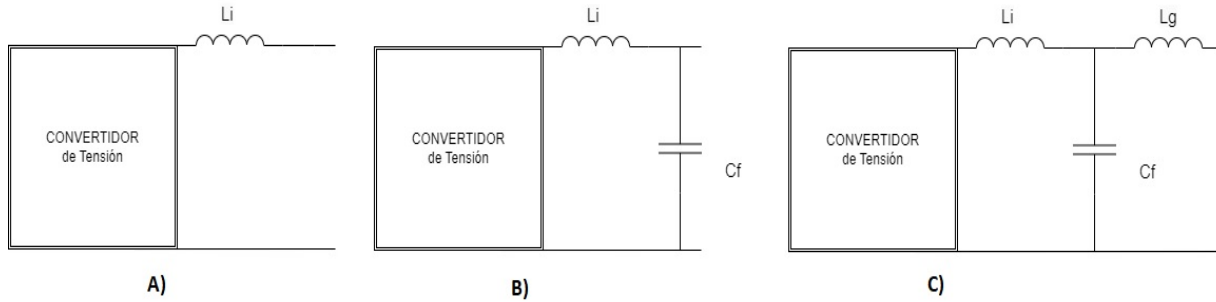


Figura 2.12: Tres topologías de filtros pasivos

Algunas topologías posibles para filtros asociados a sistemas fotovoltaicos conectados a la red se muestran en la Figura 2.12.

En la Figura 2.12 A), es un filtro L de primer orden con atenuación de -20 dB/década sobre todo el rango de frecuencias, es útil en convertidores con alta frecuencia de conmutación. Por otro lado, la Figura 2.12 B), se presenta la topología del filtro es un LC de segundo orden, permite un fácil diseño. Provee una caída de 12 dB por octava, luego de la frecuencia de corte y no posee ganancia. Mientras la Figura 2.12 C) presenta un filtro LCL de 60 dB por década para frecuencia sobre la frecuencia de resonancia. Permite un uso de frecuencias de conmutación menores. Las oscilaciones en corriente son atenuadas con valores menores de inductancia, se debe diseñar con cuidado, se ingresan posibles resonancias e inestabilidades al sistema de no ser consecuente su diseño al convertidor bajo estudio.

## 2.8. Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución en Chile

### 2.8.1. Desequilibrio de tensión

El artículo 3-2 de la norma chilena indica que para evaluar el desequilibrio de tensión en el punto de la red de distribución se utilizará la norma EN50160-2015:

$$Desequilibrio = |V^- / V^+|, \quad (2.4)$$

donde  $V^-$  es la componente de secuencia negativa y  $V^+$  es la componente de secuencia positiva de la tensión.

En estado normal y el 95 % del tiempo, los valores determinados como promedio de las medidas en un intervalo de 10 minutos, deberán ser tales que la componente de secuencia negativa (fundamental) de la tensión no exceda los siguientes límites respecto a la secuencia positiva fundamental:

| Densidad de la red                     | Alta y media | Baja y muy baja |
|--|--------------|-----------------|
| Límite de desequilibrio de tensión (%) | 2            | 3               |

Tabla 2.1: Especificación de límite de desequilibrio según nivel de tensión [8]

### 2.8.2. Distorsión armónica de tensión

El artículo 3-5 de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución indica que para evaluar la distorsión armónica en un punto de la red se utilizan los siguientes indicadores:

#### 2.8.2.a. Distorsión armónica individual ( $D_{V_h}$ )

$$D_{V_h} = 100(V_h/V_1), \quad (2.5)$$

donde  $D_{V_h}$  es la distorsión armónica individual de tensión, para la h-ésima armónica, en (%),  $V_h$  es la tensión de la h-ésima armónica de la tensión de suministro,  $V_1$  corresponde a la tensión de la componente fundamental de la tensión de suministro.

### 2.8.3. Distorsión armónica total de la tensión ( $THD_V$ )

$$THD_V = \left( \sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2/V_1} \right) 100, \quad (2.6)$$

donde  $THD_V$  es la distorsión armónica total de tensión,  $V_h$  es la tensión de la h-ésima armónica de la tensión de suministro y  $V_1$  la tensión de la componente fundamental de la tensión de suministro.

| Armónicas impares no múltiplos de 3 |                      | Armónicas impares múltiplos de 3 |                      | Armónicas Pares |                      |
|-------------------------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------|-----------------|----------------------|
| Orden                               | Armónica tensión (%) | Orden                            | Armónica tensión (%) | Orden           | Armónica tensión (%) |
| 5                                   | 6                    | 3                                | 5                    | 2               | 2                    |
| 7                                   | 5                    | 9                                | 1.5                  | 4               | 1                    |
| 11                                  | 3.5                  | 15                               | 0.3                  | 6               | 0.5                  |
| 13                                  | 3                    | 21                               | 0.2                  | 8               | 0.5                  |
| 17                                  | 2                    | >21                              | 0.2                  | 10              | 0.5                  |
| 19                                  | 1.5                  |                                  |                      | 12              | 0.2                  |
| 23                                  | 1.5                  |                                  |                      | >12             | 0.2                  |
| >25                                 | 1.5                  |                                  |                      |                 |                      |

Figura 2.13: Límites para índices de distorsión armónica individual, en porcentajes respecto a la tensión fundamental [8]

## 2.9. Optimización bajo incertidumbre

En la planificación y operación de sistemas eléctricos, la incertidumbre puede provenir de diferentes fuentes, entre estos, los precios de los combustibles, el desgaste y fallo de los componentes, las fuentes de energías renovables, los niveles de demanda, entre otros. En particular, el presente trabajo se centra en el análisis de los dos últimos elementos en el contexto del problema de optimización, donde el enfoque típico para incluir la incertidumbre es a través de la programación estocástica, que estudia el caso en que variables aleatorias describen los parámetros de un problema de optimización estándar.

La optimización bajo incertidumbre es una rama de la optimización que se ocupa de tomar decisiones en situaciones donde los parámetros del problema, como costos, demandas o capacidades, no son conocidos de manera exacta y están sujetos a variabilidad o incertidumbre. Un caso de optimización determinista, de resolución directa y sin incertidumbre se presenta en las ecuaciones (2.7)-(2.9).

$$\min \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (2.7)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (2.8)$$

$$\mathbf{l} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}, \quad \forall i \quad (2.9)$$

donde se suponen las variables aleatorias  $\mathbf{c}$ ,  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{b}$ ,  $\mathbf{l}$  y  $\mathbf{u}$  presentan el límite inferior y superior de  $\mathbf{x}$ , este problema preciso se vuelve ambiguo al integrar la incertidumbre. El sistema de ecuaciones (2.7)-(2.9) corresponde a un problema con datos conocidos e invariantes, lo que permite su resolución directa mediante métodos clásicos de programación lineal o no lineal.

Por otro lado, el sistema de ecuaciones (2.10)-(2.13) introduce incertidumbre en los parámetros  $\mathbf{c}$ ,  $\mathbf{A}$  y  $\mathbf{b}$ , modelados como distribuciones de incertidumbre  $\mathcal{U}$ . Esta variación introduce desafíos adicionales, como la necesidad de cuantificar los efectos de la incertidumbre en las soluciones óptimas y garantizar la factibilidad bajo todas las posibles realizaciones de los parámetros. Resolver problemas con incertidumbre requiere enfoques avanzados, como optimización robusta, donde se buscan soluciones válidas para los peores escenarios, o métodos estocásticos, que incorporan el análisis de probabilidades para identificar soluciones óptimas en promedio o bajo ciertos niveles de confianza.

$$\min \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (2.10)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (2.11)$$

$$\mathbf{l} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}, \quad \forall i \quad (2.12)$$

$$(\mathbf{c}, \mathbf{A}, \mathbf{b}) \sim \mathcal{U}, \quad (2.13)$$

donde ambas expresiones poseen dependencia de la incertidumbre en el conjunto  $\mathcal{U}$ .

## 2.9.1. Paradigmas tradicionales para optimización bajo incertidumbre

Como se observa en la formulación del sistema (2.10)-(2.13), es esencial definir un criterio adecuado para manejar parámetros sujetos a incertidumbre. Cada criterio genera soluciones y enfoques diferentes, lo que requiere métodos específicos para su análisis y resolución. Entre las técnicas más utilizadas para abordar la incertidumbre destacan la Optimización Estocástica (OE), que emplea distribuciones de probabilidad para modelar escenarios posibles, y la Optimización Robusta (OR), orientada a garantizar soluciones factibles y óptimas en los peores escenarios posibles. Este trabajo se centra en la OR, la cual aborda la incertidumbre enfocándose en la resolución del peor caso.

El enfoque más común en este tipo de problemas es la formulación de dos etapas, que incluye tres elementos principales: las variables de la primera etapa ( $\mathbf{x}$ ), conocidas como decisiones "aquí y ahora"; los parámetros sujetos a incertidumbre ( $\xi$ ); y las variables de la segunda etapa ( $\mathbf{y}$ ), denominadas decisiones "esperar y ver".

### 2.9.1.a. Optimización estocástica

Este problema es convexo si la variable de recurso es lineal. La distribución de probabilidad discreta permite la siguiente estructura (2.14) [38]. El enfoque estocástico incorpora probabilidad y estimación de los datos no certeros de la incertidumbre, típicamente incorpora el uso de los elementos previamente descritos como primera y segunda etapa. La componente  $\mathbb{E}[Q(\mathbf{x}, \xi)]$  representa el valor esperado propio del acercamiento estocástico hacia la incertidumbre y corresponde a la variable de segunda etapa que luego se renombra e incorpora la variable  $\mathbf{y}$ .

$$\min_{\mathbf{x} \in X} \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \mathbb{E}[Q(\mathbf{x}, \xi)] \quad (2.14)$$

La variable de primera etapa tiene como objetivo minimizar los costos asociados a esta etapa, sumados a los costos esperados que se derivan de la incorporación de la distribución probabilística de la incertidumbre al problema, lo cual se resuelve mediante las decisiones de la segunda etapa.

$$\min \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \sum_{i \in \mathcal{S}} p_i \mathbf{d}^T \mathbf{y}_i \quad (2.15)$$

$$\text{s.t. } A\mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (2.16)$$

$$H_i \mathbf{y}_i \leq \mathbf{h}_i \quad \forall i \in \mathcal{S} \quad (2.17)$$

$$G_i \mathbf{x} + E_i \mathbf{y}_i \leq \mathbf{g}_i \quad \forall i \in \mathcal{S}, \quad (2.18)$$

donde  $\mathcal{S}$  es el conjunto de escenarios y  $p_i$  las probabilidades asociadas a estos escenarios. El cálculo de costes de las funciones objetivo requieren del uso de ambas variables, el aumento de las dimensiones de los datos resulta potencialmente problemático.

### 2.9.1.b. Optimización robusta

La Optimización Robusta (OR) se presenta como una alternativa a la Optimización Estocástica (OE). En este enfoque, la incertidumbre  $\xi$  se modela mediante un conjunto de incertidumbre  $U$ , sin requerir conocimiento previo de su distribución de probabilidad [39]. Una formulación genérica de la OR se muestra en (2.19), donde  $x$  es el vector de variables de decisión y  $X$  representa el conjunto de soluciones factibles, que pueden incluir variables binarias o enteras no negativas.

A diferencia de la OE, este planteamiento no requiere una segunda etapa, ya que se basa en analizar el peor caso dentro del conjunto de incertidumbre  $U$ , en lugar de depender de distribuciones probabilísticas. Esto lo hace especialmente útil en problemas donde la información sobre la incertidumbre es limitada o altamente variable.

$$\min_{x \in X} \max_{\xi \in U} [g(x, \xi)] \quad (2.19)$$

Una característica destacada de la OR es la alta dependencia de la calidad de la solución respecto a la selección del conjunto de incertidumbre, convirtiendo su diseño en un aspecto crítico. Un conjunto que incluya realizaciones poco probables puede generar soluciones excesivamente conservadoras, es decir, con alta confiabilidad pero también con un costo elevado. Un ejemplo típico de una elección excesivamente conservadora es el conjunto de incertidumbre tipo caja convencional, definido de la siguiente manera:

El conjunto de incertidumbre tipo caja,  $U$ , se define como:

$$U = \{\xi : \xi_i \in [\xi_i^L, \xi_i^U], \forall i \in I\}, \quad (2.20)$$

donde cada componente  $\xi_i$ , con  $i \in I$  representando el conjunto de índices de los parámetros sujetos a incertidumbre, está acotada entre un valor mínimo  $\xi_i^L$  y un valor máximo  $\xi_i^U$ . Este tipo de conjunto incluye todos los valores posibles de  $\xi$  dentro de dichos límites. Sin embargo, los puntos extremos de  $U$  representan escenarios poco probables que pueden derivar en soluciones con costos elevados. Además, el uso de este conjunto puede dificultar el control sobre el nivel de conservadurismo en la solución obtenida.

El enfoque robusto busca una solución factible y óptima para el peor de los casos. Este enfoque resulta realmente útil, ya que la solución proporcionada es válida para cualquier realización aleatoria en el conjunto de incertidumbre. La principal desventaja de este método es que genera soluciones demasiado conservadoras.

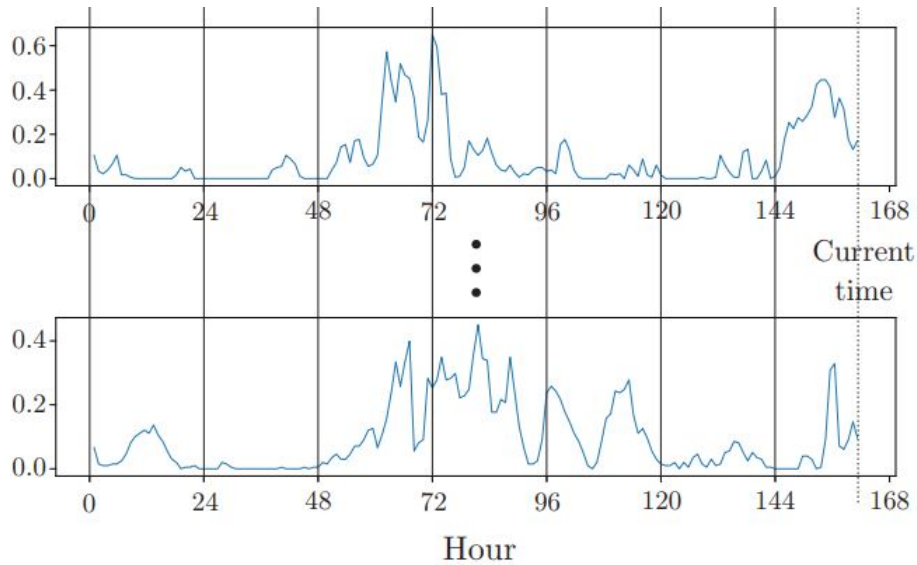


Figura 2.14: Esquema de incertidumbre [9]

La Figura 2.14 representa un ejemplo de la incertidumbre en el tiempo para variables de interés.

## 2.10. Herramientas software de apoyo

En el análisis y simulación de sistemas eléctricos complejos, diversas herramientas de software son esenciales para estudiar el comportamiento de circuitos, redes y dispositivos en aplicaciones de electrónica de potencia y sistemas de distribución. A continuación, se describen algunos de los principales programas utilizados para la simulación, optimización y análisis de componentes eléctricos en este contexto.

### PLECS

Piecewise Linear Electrical Circuit Simulation (PLECS) es un software especializado en la simulación de circuitos eléctricos, particularmente para componentes de electrónica de potencia. Permite modelar y simular circuitos complejos, incluyendo convertidores, inversores y otros dispositivos. Es ampliamente utilizado para estudiar la generación de armónicas y el comportamiento de convertidores asociados a sistemas de generación solar.

### MATLAB

Es un entorno de desarrollo y lenguaje de programación diseñado para el cálculo numérico, la visualización de datos y el desarrollo de algoritmos. Su nombre completo es MATrix LABoratory. Este

software es de uso común en diversas disciplinas como ciencias, ingeniería, economía y finanzas. En el contexto de este trabajo, MATLAB se emplea para realizar visualizaciones, cálculos y modificaciones de datos relacionados con el análisis de sistemas eléctricos.

### **AMPL**

A Mathematical Programming Language (AMPL) es tanto un lenguaje de programación como un software diseñado para la resolución eficiente de problemas de optimización, permitiendo escribir modelos en un formato matemático sencillo y eficaz. El desarrollo del flujo óptimo de potencia en este estudio se lleva a cabo principalmente en AMPL, utilizando su lenguaje propio. Para la visualización de los resultados, se emplea MATLAB, que facilita la representación y el análisis de los datos generados.

### **OpenDSS**

The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) es un software de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica, desarrollado por el Electric Power Research Institute (EPRI). En constante evolución, OpenDSS implementa nuevas herramientas para abordar las necesidades emergentes relacionadas con la modernización de las redes eléctricas. Es ampliamente utilizado en el análisis de redes de distribución, la incorporación de generación distribuida (GD), el estudio de armónicos, la localización óptima de equipos y el análisis de fallas. En este trabajo, OpenDSS se emplea como herramienta de contraste y verificación para los desarrollos realizados con AMPL.

# Capítulo 3

## Modelación del problema

Este trabajo propone un modelo detallado que describe de manera más precisa el funcionamiento de las redes de distribución actuales y las de futuro cercano. La creciente presencia de paneles solares y su disponibilidad aumentan la necesidad de estudiar esta nueva fuente de energía, más cercana a las demandas y sus variaciones temporales.

Estas características definen lo que se conoce como RDA, cuyo objetivo es analizar la modernización de las redes y optimizar su funcionamiento. En este contexto, un operador debe abastecer de forma remota una demanda variable y, mediante el control de unidades de generación, satisfacer esta demanda. Tradicionalmente, esta energía se despacharía desde grandes centros de generación a través del sistema de transmisión. Sin embargo, las redes modernas presentan una mayor incorporación de GD, que tiene la ventaja de estar más cerca de las demandas en comparación con los grandes centros de generación, lo que permite que la red sea más flexible y robusta.

La integración de diversas fuentes de energía reduce la centralización de la red eléctrica, diversificando las rutas y direcciones de la energía. Esta es una de las principales diferencias de las RDA con respecto a las redes tradicionales.

La inclusión de la generación solar a gran escala presenta nuevos desafíos, como determinar el límite de penetración de energía solar en las redes y analizar el impacto de los componentes electrónicos y las armónicas que estos inyectan en las mismas. Para abordar estos problemas, se propone el desarrollo de un modelo para el flujo óptimo de potencia trifásico, que permita analizar desbalances, armónicas e incertidumbres asociadas tanto a la demanda como a la GD solar. Este enfoque busca obtener un modelo que represente de manera más precisa las RDAs actuales y las que se prevén para el futuro cercano.

Para desarrollar este modelo de flujo óptimo de potencia desbalanceado, que considere armónicas e incertidumbre, es necesario seguir algunos pasos previos:

El proceso comienza con el modelado de la generación distribuida de origen solar y su inyección de armónicas en la red. Para ello, es necesario seleccionar o crear una base de datos que sea adecuada para los experimentos, con el fin de representar de manera precisa las características de la generación solar y su impacto en la red. Posteriormente, se modela la incertidumbre asociada tanto a la generación solar como a las demandas utilizando dicha base de datos. Esto permitirá determinar las redes de distribución en las cuales se llevarán a cabo los experimentos.

Una vez realizados estos pasos, se procederá a realizar experimentos y comparativas con un software convencional para flujos de potencia desbalanceados, como OpenDSS. A través de estos experimentos, se podrá estudiar las contribuciones, diferencias y limitaciones de los métodos tradicionales de análisis de redes de distribución, en comparación con el modelo propuesto.

### 3.1. Modelamiento del sistema de potencia y sus consideraciones bajo armónicas

#### 3.1.1. Modelo de las líneas

La representación de las líneas por circuito nominal PI simplifica los cálculos de los parámetros de resistencia y reactancia para los estudios de flujo de potencia. Gran parte de la información de las redes de estudio se encuentran bajo este modelo, OpenDSS utiliza esta representación igualmente.

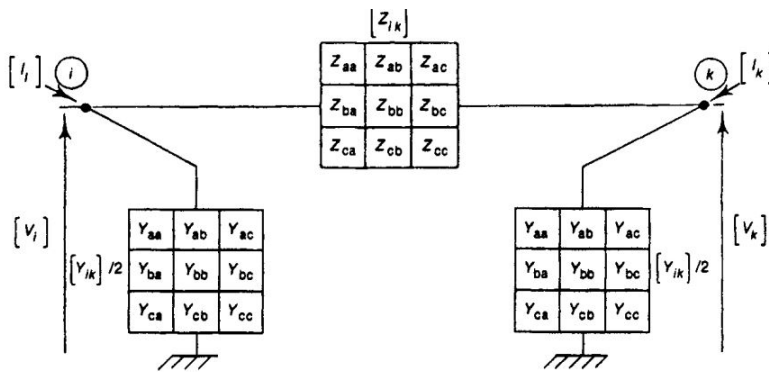


Figura 3.1: Esquema de líneas, modelo PI [10]

Tal como se observa en la Figura 3.1,  $Z_{ikxz}$  es la impedancia serie de la línea, compuesta por impedancia propia de fase e impedancia mutua entre fases  $x$  y  $z$  entre las barras  $i$  y  $k$ ,  $Y_{ikxz}$  es la admitancia shunt entre barras  $i$  y  $k$  considerando las fases  $x$  y  $z$ , distribuida en mitades en cada extremo.  $V_i$  es la tensión al inicio de la línea en la barra  $i$ ,  $V_k$  es la tensión al final de la línea en la barra  $k$ . Típicamente el valor se entrega en ( $\Omega/\text{km}$ ) para impedancias y en ( $\text{S}/\text{km}$ ) para admitancias.

En el análisis de redes de distribución trifásicas, el modelo de línea PI es comúnmente utilizado, ya que permite representar de manera eficiente las características de las líneas de transmisión y distribución. Este modelo se basa en la distribución de impedancia y admitancia a lo largo de los nodos conectados, considerando tanto la resistencia como la reactancia en el caso de la impedancia, y la conductancia y susceptancia en el caso de la admitancia. Sin embargo, en redes modernas con GD y cargas no lineales, es crucial tener en cuenta las distorsiones armónicas que pueden surgir debido a la interacción de estas fuentes con la red. El parámetro  $h$  en las ecuaciones siguientes representa la

frecuencia de las armónicas, lo cual permite modelar las variaciones en la reactancia e admitancia de las líneas bajo condiciones no ideales y la presencia de componentes armónicos en el sistema. Así, las siguientes ecuaciones para la impedancia  $Z_{ik}$  y admitancia  $Y_{ik}$  de la línea  $ik$  incorporan este efecto armónico, donde  $R_{ik}$  y  $X_{ik}$  son la resistencia y reactancia de la línea, respectivamente, y  $G_{ik}$  y  $B_{ik}$  son la conductancia y susceptancia de la misma línea.

$$Z_{ik}^h = R_{ik} + jhX_{ik} \quad (3.1)$$

$$Y_{ik}^h = G_{ik} + jB_{ik}/h \quad (3.2)$$

### 3.1.2. Modelo de las cargas

Una forma de aproximación de las cargas a nivel armónico es considerar cargas lineales de tipo  $PQ$ , cada fase  $x$  de la barra  $i$  es modelada por su admitancia y la frecuencia armónica del caso:

$$zL_{i,x} = |v_{i,x}|^2 / (p_{i,x} - jq_{i,x}) = rL_{i,x} + jxL_{i,x} \quad (3.3)$$

Se consideran las cargas como  $PQ$  lineales como método de aproximación, en base a (3.3). Esta forma de aproximar las cargas permite incorporar rápidamente el efecto armónico al planteamiento de la red a través de (3.4).

$$zL_{i,x}^h = rL_{i,x} + jhxL_{i,x}, \quad (3.4)$$

En (3.4) se consideran las cargas de forma pasiva a una excitación armónica. Es posible considerar excitación armónica (superposición de fuentes de corriente) por parte de las cargas, pero en este caso, la única excitación bajo estudio es la que genera el conjunto convertidor asociado a GD solar.

### 3.1.3. Modelo de armónicas generadas por el convertidor

La principal fuente de armónicas a considerar en el modelo se generan, a partir, de los convertidores y sus elementos de electrónica de potencia, que forman parte del conjunto de equipamiento de GD. Como primer paso del modelo se pasa a analizar las armónicas asociadas a la generación distribuida de origen solar. Para realizar este modelo se elige al software PLECS, el cual, es una herramienta de software que está especialmente diseñado para analizar electrónica de potencia. Permite recrear el efecto armónico que generan comportamientos de electrónica de potencia típico presente en convertidores de potencia. Incorporar la información armónica al modelo matemático de un FOP requiere relacionar las variables del punto óptimo fundamental, con los parámetros del convertidor y la consigna de generación requerida para el punto de análisis. Simplificar la relación permite un menor tiempo de

### Capítulo 3. Modelación del problema

procesamiento, siempre y cuando se mantenga un desempeño razonable en términos de la estimación de las armónicas experimentales.

A partir de los parámetros base de la Tabla 3.1 se observa el comportamiento armónico generado por un convertidor típico de 6 pulsos, en base a modulación de SVM o Modulación Vectorial Espacial.

| Parámetros     | $f_{base}$ (Hz) | $f_{conm}$ (Hz) | N°harm | $S_{3f}$ (kW) | $V_{dc}$ (V) | M (p.u.)  | $V_{red}$ ( $V_{ll,rms}$ ) |
|----------------|-----------------|-----------------|--------|---------------|--------------|-----------|----------------------------|
| <b>Valores</b> | 60              | 1200            | 50     | 50-200        | 7000         | 0.95-1.05 | 4160                       |

Tabla 3.1: Parámetros de diseño del convertidor de fuente de tensión

Estos parámetros se ingresan a través de un archivo MATLAB como datos de inicio para la simulación en PLECS y el Script correspondiente. Esta información de la Tabla 3.1, es utilizada por el programa PLECS para realizar la simulación en el tiempo, con el rango del índice de modulación  $m$ , número de armónicas, frecuencia de conmutación ( $f_{conm}$ ), frecuencia base ( $f_{base}$ ), potencia del convertidor ( $S_{3f}$ ), tensión del lado continuo ( $V_{dc}$ ) y tensión de red ( $V_{red}$ ).

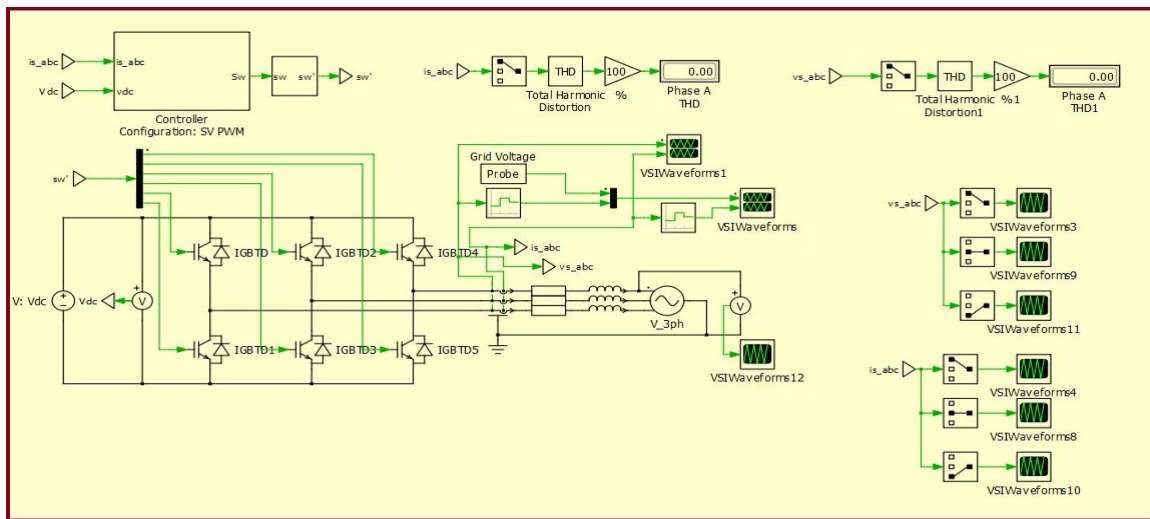


Figura 3.2: Diagrama de convertidor 6 pulsos en Plecs , en base a SVM

En la Figura 3.2 se presenta el diagrama en PLECS para modelar el comportamiento en el tiempo a una red simple.

La herramienta Script de PLECS permite implementar un código que conecta la data de MATLAB para distintos puntos de operación y así obtener las señales de tensión generadas por el convertidor. A partir de la información experimental del convertidor, se ingresa esta data en MATLAB para, a través de la herramienta Fast Fourier Transform (FFT) obtener el perfil completo de armónicos de tensión.

### 3.1.3.a. Procesamiento de información de PLECS en MATLAB

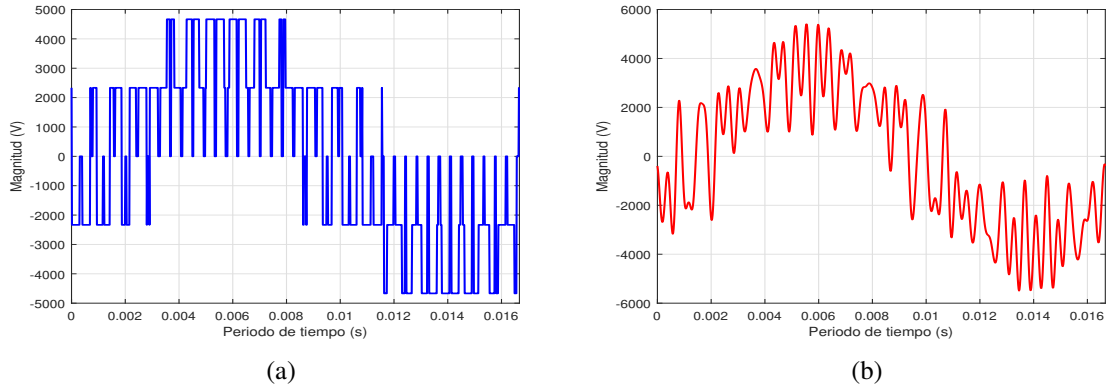


Figura 3.3: a) es la tensión generada por convertidor en el punto de conexión (sin filtro), mientras b) corresponde a la señal de tensión compuesta de las primeras 52 armónicas

A partir de la información analizada por FFT (Figura 3.3), se repite el proceso para cada fase y se generan los armónicos para la fase correspondientemente.

$$V_{grid_{rms}} = 2401.77 \text{ V} \quad (3.5)$$

$$V_{grid_{peak}} = V_{grid_{rms}} \sqrt{2} \text{ (V)} \quad (3.6)$$

$$Z_{base} = V_{grid_{rms}}^2 / P_r \text{ (}\Omega\text{)} \quad (3.7)$$

$$L_{grid} = 0.1 Z_{base} / (2\pi f_{ac}) \text{ (H)} \quad (3.8)$$

$$R_{grid} = 0.01 Z_{base} \text{ (}\Omega\text{)} \quad (3.9)$$

$$Z_{inv} = R_g + 2j\pi f_{ac} L_{grid} \text{ (}\Omega\text{)} \quad (3.10)$$

$$I_{ref} = P_r / (3V_{g_{rms}}) \text{ (A)} \quad (3.11)$$

$$V_{inv} = V_{grid_{rms}} + I_{ref} Z_{inv} \text{ (V)} \quad (3.12)$$

$$V_{inv_{rms}} = |V_{inv}| \text{ (V)} \quad (3.13)$$

$$phase = 2\pi [0 \quad -1 \quad 1] / 3 \quad (3.14)$$

$$V_{ref} = V_{inv_{rms}} \sqrt{2} \text{ (V)} \quad (3.15)$$

$$phase_{SVM/PWM} = phase + V_{angle}_{inv} + 2\pi f_{ac} / (f_s / 2), \quad (3.16)$$

donde  $V_{grid}$  es la tensión de barra, varía entre 0.95 y 1.05 p.u.,  $Z_{base}$  es la impedancia base,  $L_{grid}$  inductancia de línea,  $R_{grid}$  es la resistencia de línea,  $Z_{inv}$  es la impedancia equivalente del inversor,  $I_{ref}$  es la corriente de referencia en el punto de conexión,  $V_{inv}$  es la tensión del inversor de referencia,  $V_{inv_{rms}}$  es el valor, root main square, de la tensión del inversor,  $phase$  es la fase de referencia de secuencia positiva,  $phase_{SVM/PWM}$  es la fase de referencia para modulación PWM,

$f_s$  es la frecuencia de conmutación del convertidor,  $P_r$  es la potencia de consigna que varía entre 50 y 200 kW,  $f_{ac}$  es la frecuencia fundamental del sistema, 60 Hz (redes bajo estudio son de Estados Unidos).

### 3.1.3.b. Gráficos experimentales de tensión del convertidor en PLECS

En la Figura 3.4 se presentan las magnitudes experimentales de las tensiones de armónicas de las fases a, b y c. Estas representan los perfiles armónicos en la barra del convertidor, previo al filtro. Dadas las magnitudes observadas claramente este perfil armónico no cumple la normativa de distorsión total de tensión previo al filtro armónico y no presentan mayores diferencias entre fases .

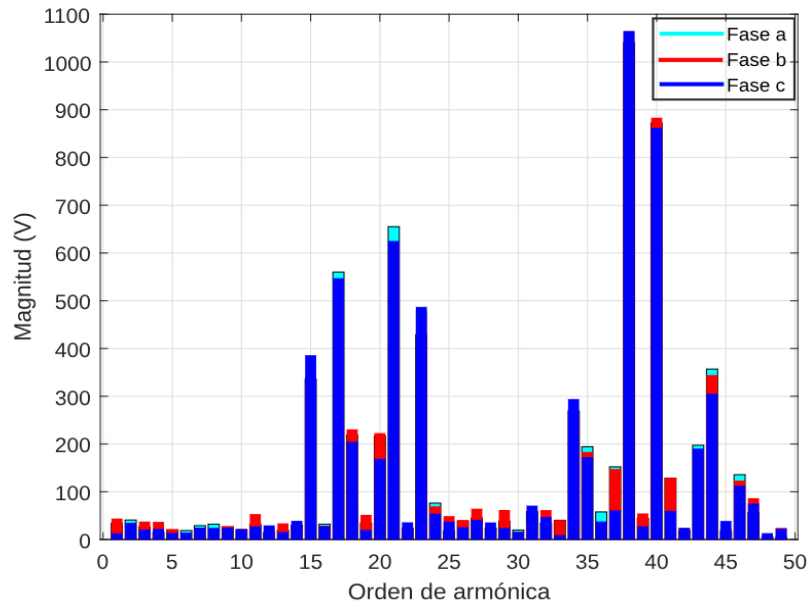


Figura 3.4: Gráfico de tensiones experimentales en PLECS, fases a, b y c

Como se menciona anteriormente, es conveniente relacionar estas señales armónicas con las consignas de generación y la tensión del punto de conexión para así ingresar al modelo matemático.

### 3.1.4. Criterio de selección filtro LCL

El sistema de ecuaciones (3.17)-(3.23) permite la selección de parámetros para el filtro armónico LCL, los documentos [40] y [41] indican algunos criterios básicos, caída máxima de tensión recomendada de 10 %, variación de un 5 % respecto al índice de potencia para selección de capacitancia y criterios adicionales mencionados en las referencias. Las ecuaciones (3.17)-(3.23) representan el criterio base para la selección del filtro LCL.

$$Z_b = U_n^2 / S_n \quad (3.17)$$

$$C_b = 1 / (\omega_n Z_b) \quad (3.18)$$

$$L_i = U_{dc} / \left( 16 f_s \Delta I^{Lmax} \right) \quad (3.19)$$

$$\Delta I^{Lmax} = 0.01 (P_n \sqrt{2}) / U_n \quad (3.20)$$

$$C_f = 0.05 C_b \quad (3.21)$$

$$f_{res} = (1/2\pi) \sqrt{(L_i + L_g) / (L_i L_g C_f)} \quad (3.22)$$

$$R_{sd} = 1 / (3\omega_{res} C_f), \quad (3.23)$$

donde  $U_n$  es la tensión RMS línea línea,  $P_n$  es la potencia activa nominal,  $V_{dc}$  es la tensión continua del DC link,  $f_n$  es la frecuencia nominal de la red,  $f_{sw}$  es la frecuencia de conmutación,  $f_{res}$  es la frecuencia de resonancia,  $L_i$  es la inductancia del lado del convertidor,  $L_g$  es inductancia de lado de la red,  $C_f$  es la capacitancia del filtro y  $R_d$  es la resistencia de amortiguamiento. El esquema representativo del filtro LCL se presenta en la Figura 3.5a. El comportamiento bajo frecuencia se presenta mediante el diagrama de Bode, en la Figura 3.5b.

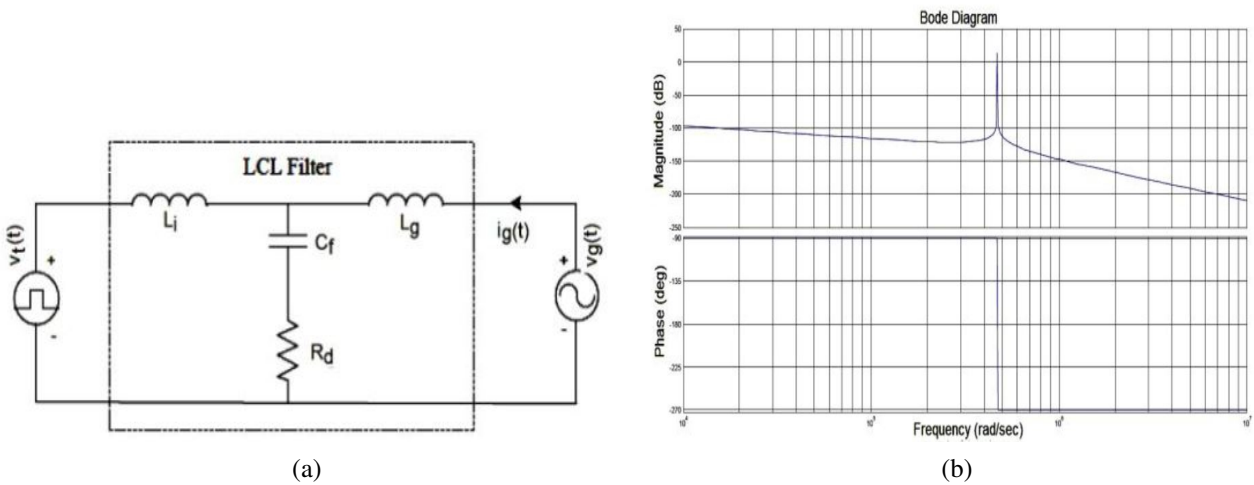
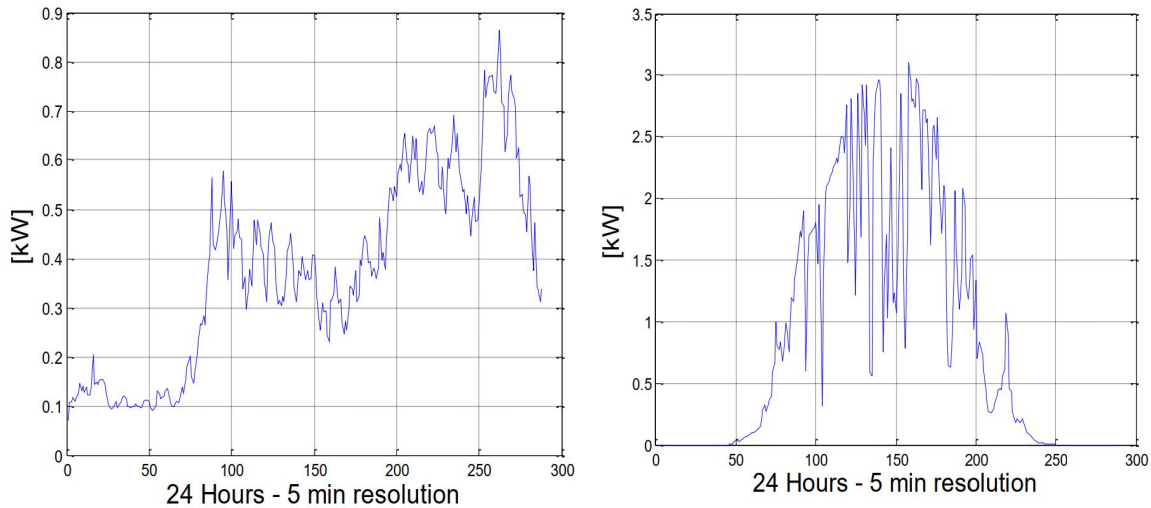


Figura 3.5: a) corresponde al diagrama del filtro LCL, b) corresponde al diagrama de Bode del filtro LCL [11]

### 3.1.5. Modelo de incertidumbre

En redes eléctricas con alta penetración de generación renovable, los parámetros sujetos a incertidumbre considerados para la planificación a corto plazo suelen ser los niveles de generación renovable y las demandas en las barras. Este trabajo asume la disponibilidad de datos históricos para estos parámetros de generación y demanda. Se considera una serie de tiempo con intervalos de media hora para cada barra, tanto en términos de demanda como de generación. A partir de esta serie temporal, se generan los escenarios de planificación para el flujo óptimo de potencia con incertidumbre. El conjunto de tiempo cada media hora se denomina  $\mathcal{H}$ , el conjunto de barras es  $\mathcal{B}$ , el conjunto de generadores de energía renovable solar es  $\mathcal{G}$ . Cada escenario se compone de la demanda de barras de potencia activa y reactiva, además de la potencia máxima disponible por la generación.  $|\mathcal{H}| = 48$ , contiene la información para cada día, mediciones cada media hora.



(a) Gráfico de demanda diaria, resolución 5 minutos (b) Potencia disponible según irradiancia solar diaria, resolución 5 minutos

Figura 3.6: Gráficos de la demanda y generación diaria según estación [12]

La Figura 3.6 presenta una base de datos recopilada por Luis Ochoa [12], esta se utiliza como base de referencia real para la incertidumbre para las redes de distribución bajo estudio. Esta base se adapta a los valores nominales y se aplica como desviación propia de la incertidumbre a la data nominal de las redes. En [42], como referencia, aplican un criterio de variación de 5 % para las cargas bajo incertidumbre.

En este trabajo la incertidumbre se trabaja bajo paradigma robusto, el enfoque robusto busca una solución factible y óptima para el peor de los casos. Este enfoque resulta realmente útil, ya que la solución proporcionada es válida para cualquier realización aleatoria en el conjunto de incertidumbre. La principal desventaja de este método es que genera soluciones conservadoras.

La inclusión de un criterio de modificación del conjunto de incertidumbre mediante el parámetro  $\lambda$  permite que la incertidumbre  $\xi$ , inherente al mundo real y dependiente de factores como el clima, la hora, las eficiencias y otras variables, se refleje en las variables de demanda y generación disponible. La Figura 3.7 y el uso de estos criterios permiten acotar el dominio de los datos, lo que facilita la búsqueda de un óptimo razonable en una formulación robusta, sin necesidad de utilizar el conjunto completo de datos disponibles, lo cual sería costoso desde el punto de vista computacional.

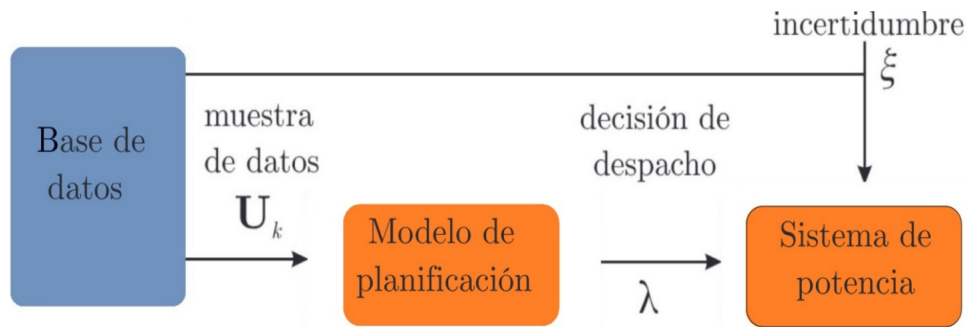


Figura 3.7: Diagrama de bloque, interacción incertidumbre-modelo-red

La Figura 3.7 representa la relación entre la incertidumbre de la información de las demandas y la generación, la interacción con la base de datos y cómo a partir del modelo y los criterios de este, se despachan generaciones y se compara el desempeño con los datos reales.

# Capítulo 4

## Metodología de solución

El presente capítulo profundiza e incorpora los modelos en una metodología de solución para el problema de FOP. En primer lugar se introduce la linealización del comportamiento armónico con base en PLECS, se relaciona con los valores de tensiones y potencias para así lograr introducir las armónicas de forma conveniente y simplificada al modelo de optimización en AMPL. Posteriormente se incorporan los términos asociados a la incertidumbre al modelo de optimización. Por último se asocian la linealización e incertidumbre al sistema de ecuaciones que forma la metodología de solución para el FOP con armónicas, desbalances e incertidumbre.

### 4.1. Linealización de tensión armónica de entrada

A partir de la tensión armónica se requiere obtener una relación lineal de la tensión armónica con los términos de tensión fundamental, potencia real y potencia imaginaria. Con (4.1), (4.2), (4.3) y (4.4), en conjunto, a las mediciones experimentales se obtienen los parámetros desconocidos  $A$ . Estos parámetros permitan aproximar linealmente la tensión armónica producida por los componentes de electrónica de potencia presentes en el convertidor de potencia.

Al sistema de ecuaciones planteado se debe incorporar inicialmente el procesamiento de la información obtenida, a través de PLECS. En (4.1) se presentan variables asociados a componentes complejos, de potencia reactiva y componente imaginaria de la tensión fundamental. Estas variables se separan convenientemente para el proceso de optimización.

En (4.1), (4.2), (4.3) y (4.4) antes presentadas se integran como un problema de optimización para obtener las matrices desconocidas. En la búsqueda de minimizar los parámetros, se utiliza el método de mínimos cuadrados para relacionar los datos experimentales (4.5) con la linealización y parámetros desconocidos.

Este planteamiento se ingresa en CVX, paquete de herramientas en MATLAB, que permite notación matemática reducida y facilidad de creación de variables matriciales. Posteriormente esta herramienta llama al solucionador de preferencia para resolver el problema de optimización.

$$V_h^{lineal} = A_s(P^1 + jQ^1) + A_v V_r^1 + jV_i^1 \quad (4.1)$$

$$V_{hr} = A_{hr}P^1 - A_{hi}Q^1 + A_{vr}V_r^1 - A_{vi}V_i^1 \quad (4.2)$$

$$V_{hi} = A_{hr}Q^1 + A_{hi}P^1 + A_{vr}V_i^1 + A_{vi}V_r^1 \quad (4.3)$$

$$V_{estimado_h} = \sqrt{(V_{hr}^2 + V_{hi}^2)} \quad (4.4)$$

$$V_{hr_k} = A1_h \begin{bmatrix} P_k^1 & Q_k^1 & V_{r_k} & V_{i_k} \end{bmatrix}^T \quad (4.5)$$

$$V_{hi_k} = A2_h \begin{bmatrix} P_k^1 & Q_k^1 & V_{r_k} & V_{i_k} \end{bmatrix}^T. \quad (4.6)$$

Finalmente se obtienen dos problemas separados de optimización para la parte real e imaginaria.

$$\min \left( \sum_{i=1}^{nn} \left\| V_{hr_k}^{experimental} - A_{hr_k} \begin{bmatrix} P_k^1 & Q_k^1 & V_{r_k} & V_{i_k} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \right) \quad (4.7)$$

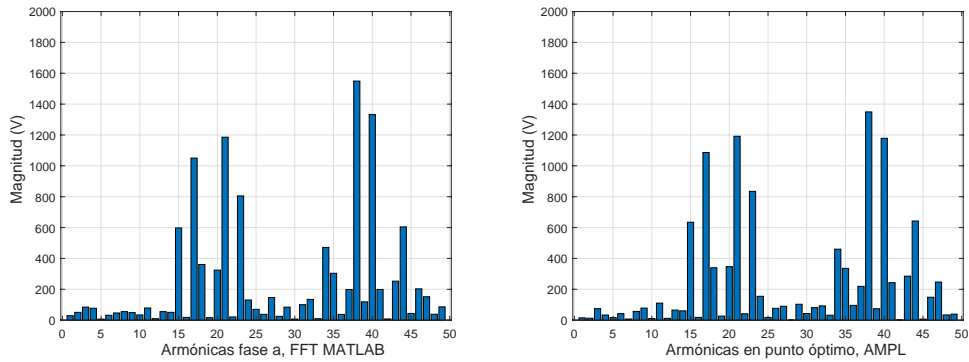
$$\min \left( \sum_{i=1}^{nn} \left\| V_{hi_k}^{experimental} - A_{hi_k} \begin{bmatrix} P_k^1 & Q_k^1 & V_{r_k} & V_{i_k} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \right), \quad (4.8)$$

donde las matrices  $A$  se obtienen como resultado de la linealización con los parámetros de ingreso conocidos de potencias ( $P_k^1, Q_k^1$ ) y tensiones reales e imaginarias ( $V_{r_k}, V_{i_k}$ ) para las armónicas (1-50) y los puntos de trabajo simulados en PLECS.

#### 4.1.1. Resultados de linealización y uso en AMPL

A partir de la data armónica de tensiones armónica de fase a, se procede a analizar la calidad y error de la linealización.

Mediante inspección visual en la Figura 4.1, se observa una buena representación del perfil de tensión armónica en fase a al comparar ambos gráficos. La existencia de error es inevitable dada la naturaleza de la data, la cantidad limitada de puntos de análisis y el uso de información que queda fuera de la curva de linealización.



(a) Datos experimentales, procesados mediante FFT (b) Data linealizada, AMPL en punto óptimo de P, Q y V

Figura 4.1: Comparativa de data experimental y linealización de tensión

#### 4.1.1.a. Error asociado a la linealización

El proceso de linealización intrínsecamente posee un error asociado, sobre todo, cuando la naturaleza de los datos posee cierto comportamiento no lineal. La linealización permite un uso y relación conveniente del comportamiento armónico del convertidor con las variables del flujo óptimo, con un error razonablemente pequeño. En la Figura 4.2 se observa el error relativo respecto a la data experimental y el error relativo ponderando respecto a la tensión de fase a fundamental.

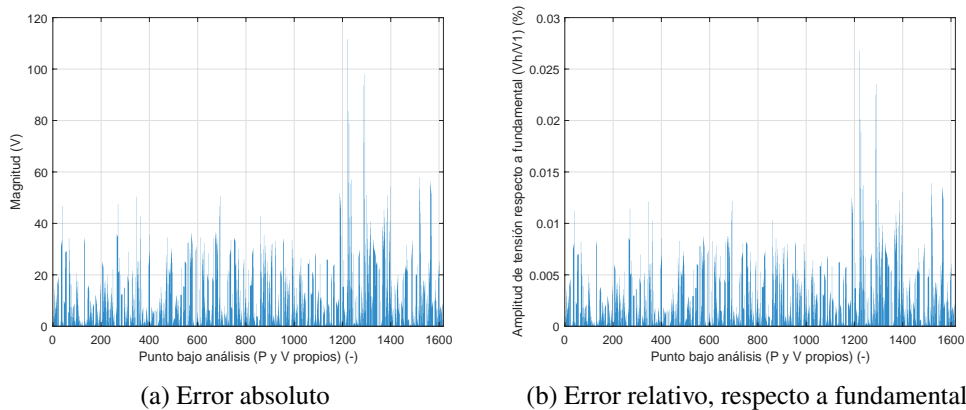


Figura 4.2: Errores respecto a linealización de tensión

El error es en la mayoría de los puntos de 20/40 V, lo cual respecto a la fundamental representa un 0.48 % a 0.96 %, siendo buena representación del comportamiento armónico en general. Se utiliza como referencia comparativa el punto 33 de la data:  $P_{3\text{fase}}=130\text{ kW}$  y  $V_{red}=1\text{ pu}$  (similar al óptimo bajo análisis en AMPL).

## 4.2. Modificación de base de datos bajo incertidumbre

Se busca utilizar la data de los gráficos de la Figura 5.1 para modelar la incertidumbre, bajo los criterios de modificación, que se logren adaptar a las condiciones bajo estudio e incluirla en el modelo.

En el análisis de modelos y sistemas, es fundamental considerar ciertos criterios que aseguren la precisión y validez de los resultados obtenidos. En este contexto, el margen de variabilidad y error del muestreo, así como el tamaño de la muestra y el rango de los parámetros que limitan las variables, son aspectos clave para evaluar la confiabilidad del modelo. A continuación, se desarrollan estos dos criterios y su influencia en la robustez y precisión de los modelos utilizados en el ámbito de la ingeniería eléctrica.

Cada día del análisis es similar, pero presenta un rango de variabilidad que pone a prueba la robustez y precisión del modelo. Esta variabilidad incluye en parte el error asociado a la medición y la estimación de las variables reales de la red. Se estima que este margen de error varía entre un 5 % y un 15 % respecto al modelo base, y cada día de muestreo se ajusta dentro de este rango.

Los datos generados para los experimentos exhiben una amplia variabilidad entre sus valores máximos y mínimos, lo que no necesariamente refleja las condiciones más comunes del sistema bajo estudio. Por lo tanto, se debe aplicar un criterio de robustez que permita garantizar la representatividad de los datos dentro de un rango más cercano a las condiciones operativas reales del sistema. Este criterio se expresa a través de (4.9).

$$U(\lambda) = \lambda U + (1 - \lambda)\bar{U}, \lambda \in [0, 1] \quad (4.9)$$

El uso de (4.9) permite generar un subconjunto de incertidumbre dentro del conjunto original, el cual depende del parámetro  $\lambda$ . Cuando  $\lambda = 1$ , se representa el conjunto completo, mientras que  $\lambda = 0$  corresponde a la condición determinista o zona central del conjunto de incertidumbre, que se define como el promedio de cada uno de los parámetros.

El empleo de un valor de  $\lambda$  distinto de 1 modifica la interpretación de la red bajo estudio, ya que incrementa el valor mínimo disponible para la potencia de generación. Esto puede interpretarse como la existencia de un banco de baterías con almacenamiento de energía, que garantiza el abastecimiento en cualquier momento, incluso en ausencia de generación solar en el sistema.

### 4.3. Flujo óptimo de potencia trifásico

El método de solución de las redes bajo estudio se realiza mediante el flujo óptimo de potencia, con presencia de desbalances, lo cual, requiere el enfoque trifásico y no un modelo monofásico reducido. La inyección de tensiones en las barras permite un enfoque simplificado en términos de las corrientes de línea y los desbalances angulares de corrientes, siendo el foco principal las tensiones y sus restricciones asociadas.

Como se menciona en la sección anterior, se utiliza el modelo  $\pi$  para el circuito, con impedancia de fase y admitancia shunt distribuida equitativamente en cada nodo. A diferencia del modelo monofásico, la impedancia y admitancia son modeladas como una matriz para las redes de distribución.

Las corrientes y tensiones de los nodos del sistema se plantean en formato vectorial,  $\mathbf{i}_n$  y  $\mathbf{v}_n$  pertenecen al conjunto de barras/nodos del sistema. Esta notación vectorial en 4.10, facilita la organización y posterior uso de la ley de Ohm y ley de corriente de Kirchhoff o balance nodal de corrientes en (4.11).

$$\mathbf{i} = \begin{pmatrix} i_{n0abc} \\ i_{n1abc} \\ i_{n2abc} \\ i_{n3abc} \\ i_{n4abc} \\ i_{n5abc} \\ \cdot \\ \cdot \\ i_{n-1abc} \end{pmatrix}, \quad \mathbf{v} = \begin{pmatrix} v_{n0abc} \\ v_{n1abc} \\ v_{n2abc} \\ v_{n3abc} \\ v_{n4abc} \\ v_{n5abc} \\ \cdot \\ \cdot \\ v_{n-1abc} \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

$$\mathbf{i} = \mathbf{Y}_{\text{bus}} \mathbf{v} \quad (4.11)$$

La matriz de admitancia de buses  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  tiene dimensiones de  $\sum_{n=0}^{N-1} |P_n|$  por  $\sum_{n=0}^{N-1} |P_n|$ , donde  $P_n$  es el conjunto de fases en el nodo  $n$ , y  $|P_n|$  es el número de fases en el nodo  $n$  y se construye utilizando las matrices de impedancia y admitancia de todas las líneas que conectan los nodos de la red. En estudios de flujo de potencia en sistemas monofásicos,  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  es una matriz de tamaño  $N$  por  $N$ . En sistemas trifásicos, es conveniente definir  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  reemplazando cada elemento de la matriz monofásica por matrices correspondientes a las fases. El tamaño de cada submatriz depende del número de fases en los nodos involucrados.

Para el caso desbalanceado la construcción de la matriz  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  es fundamental y la base del planteamiento. La construcción de la matriz  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  en un sistema desbalanceado se realiza utilizando las admitancias de las líneas de transmisión en las tres fases. Los elementos diagonales de la matriz  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  representan la suma de todas las admitancias conectadas al nodo  $i$ . En un sistema desbalanceado,

las admitancias se calculan de forma independiente para cada fase, lo que significa que, para cada nodo, se suman las admitancias correspondientes a cada fase de las líneas conectadas al nodo  $i$ . Cada admitancia se calcula para cada fase individualmente, considerando el desbalance en las cargas y las condiciones de operación.

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{00} & Y_{01} & \cdot & \cdot & Y_{0N} \\ Y_{10} & Y_{11} & \cdot & \cdot & Y_{1N} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{N0} & Y_{N1} & \cdot & \cdot & Y_{NN} \end{bmatrix}, \quad (4.12)$$

Los elementos fuera de la diagonal  $Y_{ij}$  representan las admitancias entre los nodos  $i$  y  $j$ . En un sistema desbalanceado, las admitancias entre estos nodos se calculan en función de las impedancias de las líneas que conectan ambos nodos. Además, en un sistema desbalanceado, las componentes de las admitancias se deben calcular para cada fase por separado, ya que cada fase tiene su propia impedancia y admitancia. La admitancia entre los nodos  $i$  y  $j$  se calcula como el negativo de la admitancia de la línea entre esos nodos.

La función objetivo de minimización de costos de generación se presenta a través de (4.14). El flujo de potencia y conservación de la energía de cada fase y barra está dada por (4.13).

$$v_{n,\phi} i_{n,\phi}^* = \left( P_{gen_{n,\phi}} - P_{dem_{n,\phi}} \right) + j \left( Q_{gen_{n,\phi}} - Q_{dem_{n,\phi}} \right) \quad (4.13)$$

Es posible reescribir el lado izquierdo del flujo de potencia de acorde al *BIM* (4.13) en la forma presente en (4.29) y (4.30). Este formato permite depender de la tensión y de los parámetros de  $Y_{bus}$  desacoplando la corriente como una variable independiente. La separación en componentes real e imaginaria permite reescribir el equilibrio del flujo de potencia activa en (4.15) y el flujo de potencia reactiva en (4.16). Incorporar la función objetivo (4.14) y restricciones adicionales ya convierte al problema de flujo de potencia en *FOP*, siendo un problema matemático que busca minimizar la función objetivo bajo ciertas restricciones de variables del caso bajo estudio.

En adición, las variables de los sistemas deben mantener ciertos límites para una operación segura. Típicamente se encuentran las restricciones de magnitud de tensión. Ciertos componentes requieren niveles mínimos de tensión o se puede producir un mal funcionamiento. Voltajes sobre el nominal pueden, en ciertos casos, producir problemas de aislamiento y fallas asociadas que ponen en riesgo al equipamiento y sus usuarios. Por lo tanto, las magnitudes de tensión deben mantenerse dentro de los mínimos y máximos de las normativas, restringirlas con (4.19) es requerido para operar dentro de estos márgenes. La generación tiene un capacidad asociada de potencias de salida, restringidas por (4.21) y (4.22).

Al considerar la ecuación de borde de la barra utility(referencia) como secuencia positiva ideal en conjunto a (4.13) se obtienen las ecuaciones de flujo de potencia convencionales:

$$\min \sum_{u \in \mathcal{U}} \sum_{g \in \mathcal{G}} C_g \cdot p_{gu} + N \quad (4.14)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{g=1}^{\mathcal{G}} P_{\text{gen}_{gzu}} - \sum_{d=1}^{\mathcal{D}} P_{\text{dem}_{i,z,u}} - V_{izu} \sum_{x=1}^{\mathcal{Z}} \sum_{j=1}^{\mathcal{B}} V_{jxu} (G_{ijzx} \cos(\delta_{izu} - \delta_{jxu}) + B_{ijzx} \sin(\delta_{izu} - \delta_{jxu})) = 0 \quad (4.15)$$

$$\forall z, x \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

$$\sum_{g=1}^{\mathcal{G}} Q_{\text{gen}_{izu}} - \sum_{d=1}^{\mathcal{D}} Q_{\text{dem}_{izu}} - V_{izu} \sum_{x=1}^{\mathcal{Z}} \sum_{j=1}^{\mathcal{B}} V_{jxu} (G_{ijzx} \sin(\delta_{izu} - \delta_{jxu}) - B_{ijzx} \cos(\delta_{izu} - \delta_{jxu})) = 0 \quad (4.16)$$

$$\forall z, x \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

$$P_{gixu} = P_{gizu} \quad x \leq z \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall x, z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.17)$$

$$V_{1,z,u} = 1 \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.18)$$

$$\underline{V} \leq V_{izu} \leq \bar{V} \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.19)$$

$$-PI \leq \delta_{i,z,u} \leq PI \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.20)$$

$$\underline{P} \leq P_{g,x,u} \leq \bar{P} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.21)$$

$$\underline{Q} \leq Q_{g,z,u} \leq \bar{Q} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.22)$$

#### 4.3.0.a. Conexión armónica a ecuaciones de flujo de potencia

La tensión debe pasar a través de un filtro que obtenga la señal sinusoidal lo más pura posible para la frecuencia deseada. El filtro pasivo LCL cumple los requerimientos de caída máxima de un 10 % y objetivo de THD menor a 8 %. Un diseño de mayor complejidad y mejores resultados requiere de un costo mayor, se utiliza un diseño intermedio que permite analizar armónicas disminuidas respecto al diseño sin filtro. La inyección y transmisión de armónicas en las redes se estudia a través de las ecuaciones representadas en (4.23).

En (4.23) se presentan los vector con superíndice  $h$ , con orden desde 0 a  $H$ , excluyendo la frecuencia fundamental, para corriente y tensión, esto se repite para cada barra del estudio. En este trabajo las armónicas bajo análisis terminan en la número 49.

$$i_{abc}^h = \begin{pmatrix} i_{0a} \\ i_{0b} \\ i_{0c} \\ i_{2a} \\ i_{2b} \\ i_{2c} \\ \cdot \\ \cdot \\ i_{h\phi} \end{pmatrix}, \quad v_{abc}^h = \begin{pmatrix} v_{0a} \\ v_{0b} \\ v_{0c} \\ v_{2a} \\ v_{2b} \\ v_{2c} \\ \cdot \\ \cdot \\ v_{h\phi} \end{pmatrix} \quad (4.23)$$

$$i_{abc}^h = Y_{bus}^h v_{abc}^h, \quad h = [0, 2, 3, \dots, H] \quad (4.24)$$

$$i_{n,\phi}^h = \sum_{m \in \mathcal{B}, \phi} \left[ \left( (1/2)Y_{mn}^h + (Z^{-1})_{mn}^h \right) [V_n^h] - (Z^{-1})_{mn}^h [V_m^h] \right]_{\phi}, \quad n \in \mathcal{B}, \phi \in \mathcal{Z}, h \in \mathcal{H} \quad (4.25)$$

$$i_{n,\phi}^h = \left( Y_{bus}^h + Y_{carga}^h \right) v_{n,\phi}^h, \quad (4.26)$$

donde  $Y_{bus}^h$  es la matriz de admitancia entre barras,  $\sum_{n \in \mathcal{B}}$  por  $\sum_{n \in \mathcal{B}}$ , sea  $\mathcal{B}$  el conjunto de barras del sistema, la matriz se compone por las matrices de admitancia e impedancia de todos los nodos con la modificación correspondiente a la armónica  $h$ . Es posible reescribir (4.24) en la descomposición de  $Y_{bus}$  como representa (4.25).

La matriz  $Y_{bus}^h$  en (4.24) y su desglose en (4.25) presenta las componentes de línea, lineales y en paralelo, a estos parámetros se deben incluir los modelos armónicos de carga presentes en (3.4). La tensión representada por  $v_{n,\phi}$  ya se encuentra filtrada por el componente pasivo  $LCL$ .

En la ecuación (4.26) se estudia la transmisión de las armónicas por la red bajo análisis. El origen de las armónicas como se menciona anteriormente es el convertidor de potencia al realizar la conversión de corrientes y tensiones desde los paneles solares en continua a corrientes y tensiones alternas. Esta conversión no es perfecta y depende de los ciclos de conmutación PWM representados en PLECS en la Figura 3.3.

## 4.4. Flujo óptimo de potencia trifásico con inclusión de armónicas e incorporación de incertidumbre mediante paradigma robusto

Esta sección presenta el grupo de ecuaciones principal con toda la información incorporada para obtener una solución al problema de flujo óptimo trifásico. Se incluyen las modificaciones a las variables con incertidumbre presente, principalmente ecuaciones de balance de potencia y de límite, además de formalizar la relación con el parámetro  $\lambda$  del subconjunto de incertidumbre. La variación mediante el parámetro  $\lambda$  permite modificar la robustez del sistema, disminuir el parámetro permite encontrar soluciones cada vez más frecuentes y menos extremas, esto permite reducir los costes, idealmente se debe encontrar el valor óptimo de este parámetro que no reduzca notoriamente la variabilidad de los datos y permite buenos resultados.

### 4.4.1. Incorporación de incertidumbre a sistema de ecuaciones

A continuación se incorporan en los parámetros de demandas y generación las variaciones asociadas con incertidumbre, esto requiere cierta modificación respecto al modelo de referencia de un flujo óptimo convencional. Los parámetros de demanda horaria,  $Pd_{i,z,u}$ ,  $Qd_{i,z,u}$  y la generación PV disponible,  $PV_{g,u}$ , varían respecto al parámetro  $\lambda$ , que modifica el subconjunto de datos bajo incertidumbre.

La función objetivo incorpora la incertidumbre de las potencias de generación variables en el tiempo en búsqueda de la minimización de  $Z_u$  para los escenarios de tiempo bajo análisis, queda representado en (4.27) y (4.28).

En (4.29) y (4.30) se modifican (4.15) y (4.16) incorporando la incertidumbre asociada a las variables de potencia generada y demandas.

En (4.31) - (4.36) se restringen condiciones de borde para barra utility y se definen restricciones de máximos y mínimos de las variables. Las modificaciones en base al conjunto de incertidumbre para la creación de variables auxiliares  $Pd_{prom}$ ,  $Qd_{prom}$ ,  $PV_{prom}$ ,  $Pd_{em\xi}$ ,  $Qd_{em\xi}$ ,  $PV_{\xi}$  se presentan en (4.37) - (4.43).

$$\min Z_u \quad (4.27)$$

$$Z_u \geq \sum_{G \in \mathcal{G}} \left( A0_g + A1_g \cdot \sum_{z \in \mathcal{Z}} P_{(g,z,u)} + A2_g \cdot \sum_{z \in \mathcal{Z}} P_{(g,z,u)}^2 \right) \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.28)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{g=1}^{\mathcal{G}} P_{\text{gen}}_{gzu} - \sum_{d=1}^{\mathcal{D}} P_{\text{dem}}^{\xi}_{i,z,u} - V_{izu} \sum_{x=1}^{\mathcal{Z}} \sum_{j=1}^{\mathcal{B}} V_{jxu} (G_{ijzx} \cos(\delta_{izu} - \delta_{jxu}) + B_{ijzx} \sin(\delta_{izu} - \delta_{jxu})) = 0 \quad (4.29)$$

$$\forall z, x \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

$$\sum_{g=1}^{\mathcal{G}} Q_{\text{gen}}_{izu} - \sum_{d=1}^{\mathcal{D}} Q_{\text{dem}}^{\xi}_{izu} - V_{izu} \sum_{x=1}^{\mathcal{Z}} \sum_{j=1}^{\mathcal{B}} V_{jxu} (G_{ijzx} \sin(\delta_{izu} - \delta_{jxu}) - B_{ijzx} \cos(\delta_{izu} - \delta_{jxu})) = 0 \quad (4.30)$$

$$\forall z, x \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

$$P_{\text{gen}}_{ixu} = P_{\text{gen}}_{izu} \quad x \leq z \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall x, z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.31)$$

$$V_{1,z,u} = 1 \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.32)$$

$$\underline{V} \leq v_{izu} \leq \bar{V} \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.33)$$

$$-PI \leq \delta_{i,z,u} \leq PI \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.34)$$

$$\underline{P} \leq P_{g,x,u} \leq \bar{P} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.35)$$

$$\underline{Q} \leq Q_{g,z,u} \leq \bar{Q} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.36)$$

$$P_{\text{dem}}^{\xi}_{i,z,u} = (1 - \lambda) P_{\text{dprom}}_{i,z} + \lambda P_{\text{dem}}_l \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad \forall l \in \mathcal{D} \quad (4.37)$$

$$Q_{\text{dem}}^{\xi}_{i,z,u} = (1 - \lambda) Q_{\text{dprom}}_{i,z} + \lambda Q_{\text{dem}}_l \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad \forall l \in \mathcal{D} \quad (4.38)$$

$$PV_{\xi,g,u} = (1 - \lambda) PV_{\text{prom}}_g + \lambda P_{\text{max}} U_u \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.39)$$

$$PV_{\xi,g,u} / Kp \geq P_{g,z,u} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.40)$$

$$P_{\text{dprom}}_{i,z} \geq \sum_{l=1}^{\mathcal{D}} P_{\text{dem}}_l / N_{\text{total}} \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall l \in \mathcal{D} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad (4.41)$$

$$Q_{\text{dprom}}_{i,z} \geq \sum_{l=1}^{\mathcal{D}} P_{\text{dem}}_l / N_{\text{total}} \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad \forall l \in \mathcal{D} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad (4.42)$$

$$PV_{\text{prom}}_g \geq \sum_{u=1}^{\mathcal{U}} P_{\text{max}} U_u / PV_{\text{total}} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.43)$$

#### 4.4.2. Inclusión de armónicas

A continuación se presentan las condiciones de borde, en (4.44) se define la condición para la barra de referencia/utility, la cual, no presenta armónicas de tensión. La única fuente de armónicas proviene de la generación solar, (4.45) y (4.46) presentan las definiciones asociadas a la barra con generación y la inyección de armónicas.

$$\text{s.t. } V_{\text{harm}}_{h,1,z,u} = 0 \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.44)$$

$$V_{\text{Hvsc}}_{h,g,z,u} = \mathcal{A}_{z,h} P_{g,z,u} + \mathcal{A}_{z,h} \cdot Q_{g,z,u} + \mathcal{A}_{z,h} \cdot V_{g,z,u} \quad (4.45)$$

$$\forall h \in \mathcal{H} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

$$V_{\text{H}}_{h,i,g,z,u} = V_{\text{Hvsc}}_{h,i,x,u} L_{\text{CL}}_{z,h} \quad (4.46)$$

$$\forall h \in \mathcal{H} \quad \forall i_g \in \mathcal{B}_{\mathcal{G}} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.47)$$

Idealmente para el planteamiento armónico se consideran los ángulos, en este trabajo se plantea a nivel de magnitudes que es lo que requiere la norma para el índice de tensión armónico. Se plantean la condición de borde para las barras con conexión de generadores y cargas.

$$I_{\text{H}}_{h,i_g,z,u} = |Y_h^{\text{vsc}} \cdot V_{h,z,u,i}^{\text{H}}| \quad (4.48)$$

$$\forall h \in \mathcal{H} \quad \forall i_g \in \mathcal{B}_{\mathcal{G}} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

$$I_{\text{H}}(h,i,z,u) = \sum_{j=1}^{\mathcal{B}} \left( G_{h,i,j,z} V_{h,j,z,u}^{\text{H}} + \frac{B_{h,i,j,z}}{h} V_{h,j,z,u}^{\text{H}} \right) \quad (4.49)$$

$$\forall h \in \mathcal{H} \quad \forall i_{ng} \in \mathcal{B} \setminus \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

$$I_{\text{H}}(h,i_L,z,u) = 0, \quad (4.50)$$

$$\forall h \in \mathcal{H} \quad \forall i_L \in \mathcal{B}_{\mathcal{L}} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U}$$

donde  $i_L$  es el conjunto de barras  $\mathcal{B}_{\mathcal{L}}$ , o conjunto de barras que posee cargas,  $\mathcal{B}_{\mathcal{G}}$  es el conjunto de barras con conjunto de convertidor/generador,  $\mathcal{B}_{ng}$  es el conjunto de barras sin convertidor/generador. Como este estudio no considera la inyección ni comportamiento armónico de las cargas, la referencia [37] indica esta condición de borde.

Y finalmente la restricción asociada a la distorsión armónica de tensión (4.51).

$$dv^2 \cdot V_{i,z,u}^2 \cdot V_{\text{peak}}^2 >= \sum_{h=1}^{\mathcal{H}} (V_{\text{H}}_{h,i,z,u})^2 \quad \forall i \in \mathcal{B} \quad i \neq g \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad \forall z \in \mathcal{Z} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (4.51)$$

# Capítulo 5

## Experimentos computacionales

El presente capítulo profundiza al rendimiento numérico del modelo, se pone a prueba bajo distintos sistemas. En primer lugar se realiza el FOP trifásico desarrollado en AMPL bajo incertidumbre y consideración de armónicas. Este paso puede tener algunas variaciones como el largo del periodo de análisis y la selección fija del subconjunto de incertidumbre. Posterior a resolver de forma directa el FOP trifásico se propone una variación al índice  $\lambda$ , para evaluar desempeño bajo distintos subconjuntos de incertidumbre. Luego se realiza una comparativa entre OpenDSS y AMPL donde la solución del despacho se ingresa como solución inicial para datos desconocidos para el despacho inicial, lo cual, permite evaluar desempeño a datos no vistos y qué tan bien se proyecta la solución en el tiempo. La comparación de resultados en los software AMPL y OpenDSS para flujos de potencia y flujo óptimo de potencia se espera indique unos menores costes e indiquen valores de  $\lambda$  que logren minimizar costos e índices de desempeño.

En este capítulo, se pone a prueba la calidad del modelo en distintos sistemas: IEEE 4 barras, IEEE de 13 barras y IEEE de 37 barras. Se realizan algunas modificaciones generales, como considerar el sistema de distribución aguas abajo del transformador principal. La elección de diversas topologías permite examinar cómo se ve afectado el rendimiento del modelo según las características propias de cada sistema.

Cada caso de estudio contempla 48 o 96 escenarios, correspondientes a cada media hora del día. Dentro de cada escenario se detallan su demanda eléctrica, mientras que la generación distribuida presenta la máxima generación posible en ese escenario, cada uno con armónicas de la 1 a la 49, este comportamiento armónico se encuentra linealizado en el modelo y depende de las variables de tensión y potencias propias de la barra del convertidor asociado a GD. El componente de GD se considera con un factor de potencia unitario bajo el funcionamiento Maximum Power Point (MPP). Idealmente la dimensión del conjunto GD-convertidor posee una potencia dentro del rango 200-300 kW trifásicos, para los cuales se modela el comportamiento armónico y se realiza la linealización.

El estudio compara el desempeño del paradigma robusto del planteamiento de sistemas desbalanceados con incorporación de armónicas en AMPL en contraste al software de OpenDSS muy utilizado para sistemas de distribución, pero limitado a flujos de potencia. La incorporación de los despachos desde AMPL permite estudiar la calidad de los despachos y verificar su eficiencia. La solución del

despacho del FOP de AMPL en base a datos conocidos, se ingresan como datos de generación en un flujo de potencia en AMPL y OpenDSS para contrastar ambos. Adicionalmente se varía el conjunto de incertidumbre mediante el parámetro  $\lambda$ , lo que permite modificar la robustez quitando valores extremos del conjunto, interesa la búsqueda cuál es el valor que permite menores costos, desbalances y armónicas.

Para cada caso de estudio, la potencia base  $S_{base}$  se fija en 1 MVA.

## 5.1. Base datos para incertidumbre de origen solar y de las demandas

En base al estudio [12] de los sistemas de distribución y sus variables en el tiempo de demanda y generación solar se da el siguiente paso de analizar y modelar la incertidumbre.

Este trabajo se basa en una fuente de datos que incorpora variables relacionadas con las curvas de potencia asociadas a la irradiancia. Estas variables incluyen, en primer lugar, los datos históricos de radiación solar diaria o por hora, correspondientes a la ubicación específica del proyecto. Además, se consideran la variabilidad estacional y diaria de la radiación solar, así como los modelos de predicción para radiación solar a corto y largo plazo.

En cuanto a la eficiencia de los paneles solares, se utilizan datos sobre la eficiencia de los paneles empleados en el sistema, considerando también las pérdidas estimadas debido a condiciones climáticas, suciedad, sombreado y otros factores.

Por último, se incluyen datos meteorológicos, como la temperatura ambiente, que afectan la eficiencia de los paneles solares, así como la variabilidad de las condiciones atmosféricas que pueden influir en la producción de energía solar.

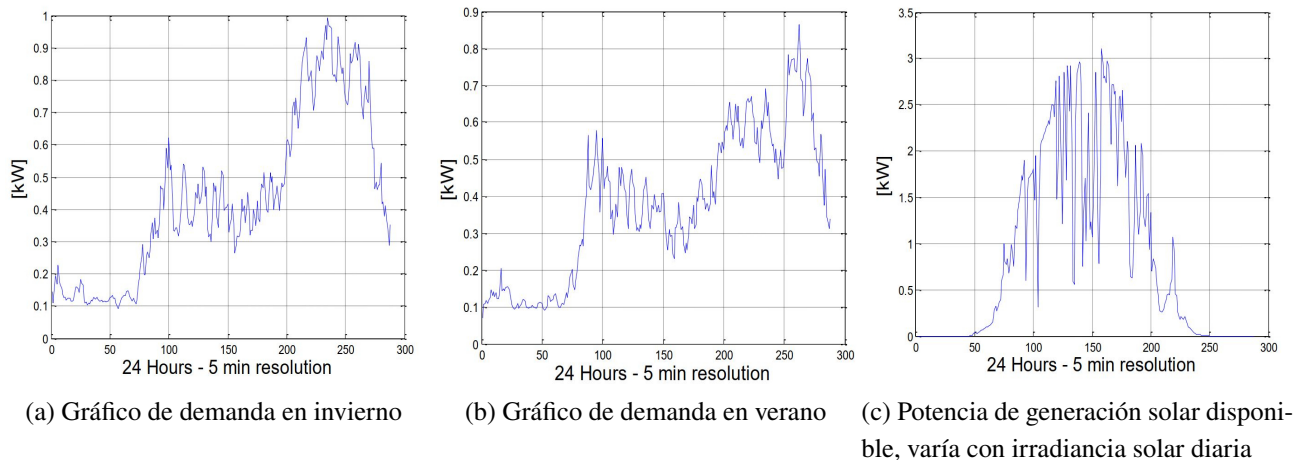


Figura 5.1: Gráficos de la demanda y generación diaria según estación [12]

La variable principal asociada a las demanda es el perfil de carga o información detallada sobre cómo varía la demanda a lo largo del día, semana o año. Patrones de carga específicos para diferentes tipos de consumidores (residencial, comercial, industrial).

A continuación se presenta la data conocida para 8 días de muestreo de demanda horaria total, Figura 5.2.

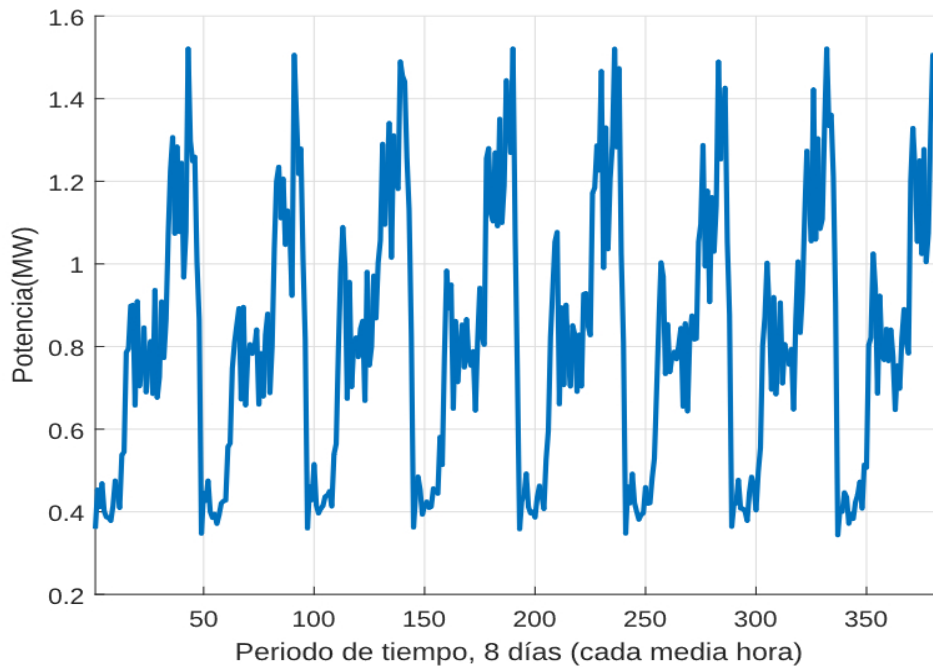


Figura 5.2: Muestra horaria 8 días previo al despacho de dos días, potencia demandada total

## 5.2. Caso de estudio: Sistema de 4 barras

El diagrama unilinear que representa al sistema de 4 barras de 4.16 kV, consiste de barras trifásicas. La barra 1 es la referencia 0 o conexión a la barra infinita, se muestra en la Figura 5.3.

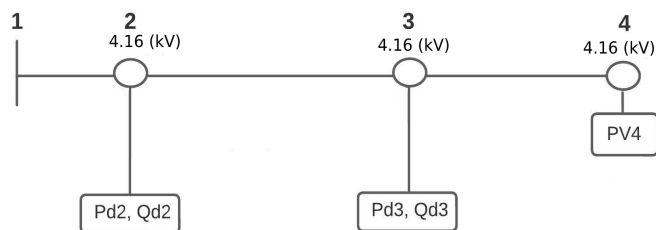


Figura 5.3: Sistema de 4 barras.

Todas las líneas son de una milla de largo y la misma geometría, según la línea tipo  $MTX_{601}$  provista por el modelo IEEE 13 bus (test feeder). La Tabla 5.1 presenta esta información.

| Ubicación    | 11    | 12     | 13     | 21     | 22    | 23     | 31     | 32     | 33    |
|--------------|-------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|-------|
| $R_{matrix}$ | 0.346 | 0.078  | 0.079  | 0.078  | 0.337 | 0.076  | 0.079  | 0.076  | 0.341 |
| $X_{matrix}$ | 1.017 | 0.250  | 0.211  | 0.250  | 1.047 | 0.192  | 0.211  | 0.192  | 1.034 |
| $C_{matrix}$ | 6.299 | -1.995 | -0.629 | -0.997 | 5.959 | -0.370 | -0.629 | -0.370 | 5.638 |

Tabla 5.1: Datos de líneas por unidad de largo, en unidades  $\Omega$  por milla y  $\mu S$  por milla,  $MTX_{601}$

Las demandas nominales del sistema de 4 barras se presenta en la Tabla 5.2. Estas se concentran en las barras 2 y 3, mientras la barra 4 presenta la conexión del conjunto de GD solar.

| Cargas         | $P_a$ (kW) | $Q_a$ (kvar) | $P_b$ (kW) | $Q_b$ (kvar) | $P_c$ (kW) | $Q_c$ (kvar) |
|----------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|
| <b>Barra 2</b> | 200        | 20           | 220        | 10           | 200        | 0            |
| <b>Barra 3</b> | 400        | 0            | 400        | 0            | 400        | 0            |

Tabla 5.2: Demandas eléctricas nominales del sistema de 4 barras

Las Figuras 5.4 presenta el cambio de costo y generación al variar el parámetro  $\lambda$ . Se observa que el menor costo para el sistema de 4 barras se obtiene en  $\lambda=0.7$ . Mientras en la Figura 5.5 se observan el THD promedio y el desbalance promedio al variar  $\lambda$ . Para este sistema de 4 barras la diferencia es marginal para desbalance y THD.

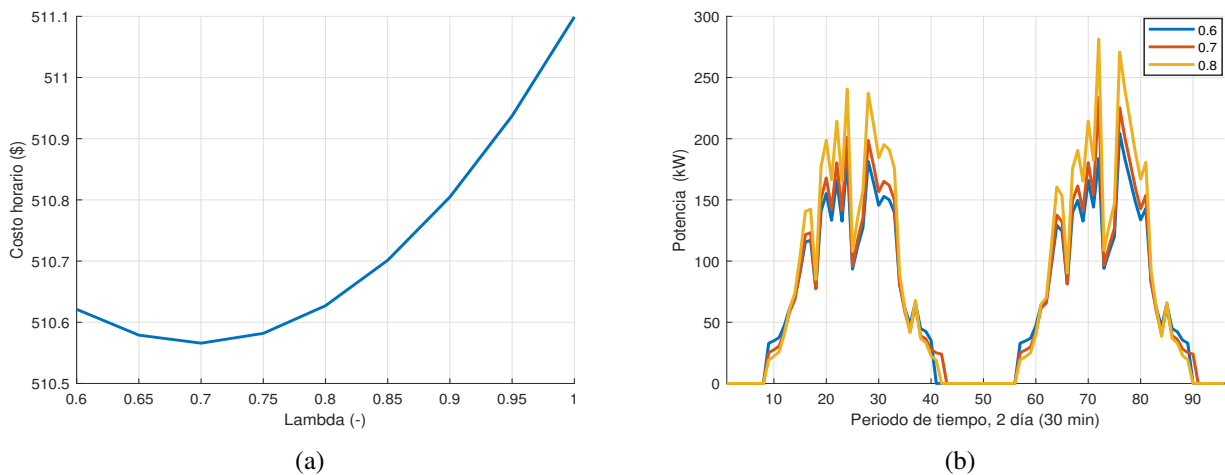


Figura 5.4: a) corresponde al coste horario promedio según lambda, b) corresponde a la potencia generada para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8.

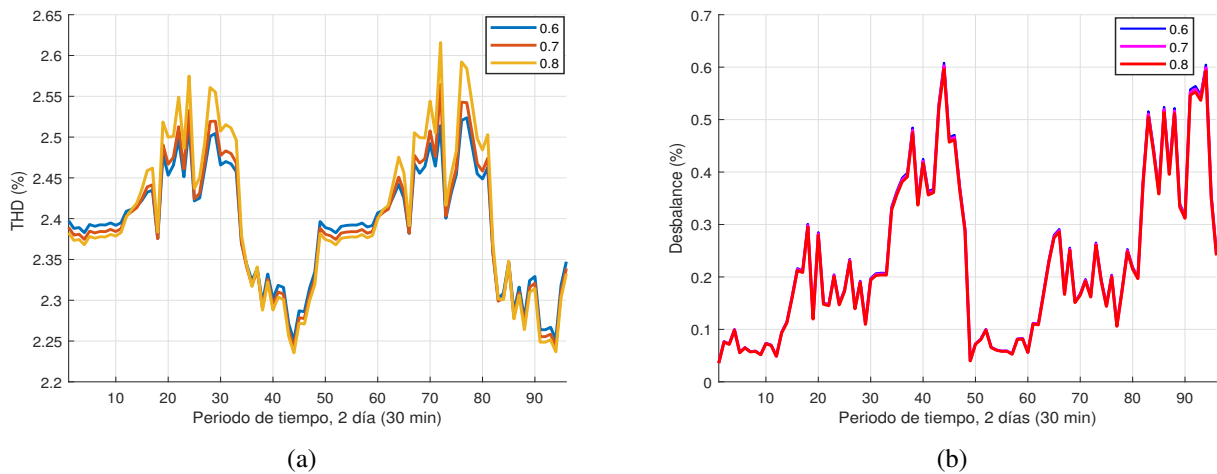


Figura 5.5: a) corresponde al THD promedio según lambda, b) corresponde al desbalance promedio para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8.

La Figura 5.6 presenta la variación de penetración solar y vertimiento horario al variar el parámetro  $\lambda$ , la diferencia es marginal en ambos casos para el sistema de 4 barras. La penetración solar varía desde un 5 % a un 40 % cuando se encuentra en máxima irradiancia solar.

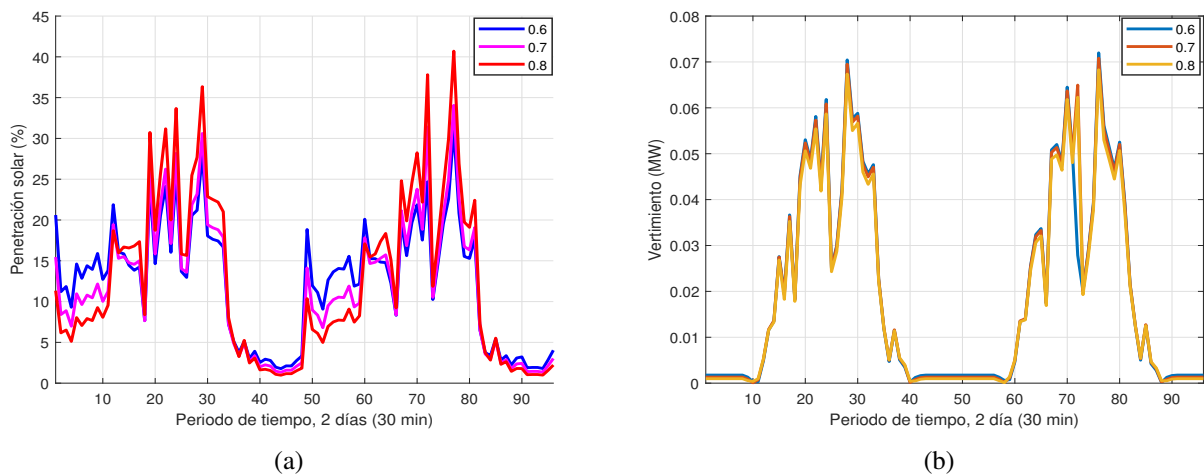


Figura 5.6: a) corresponde a la penetración solar horaria según lambda, b) corresponde al vertimiento para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8.

El vertimiento coincide con el comportamiento de la potencia inyectada solar, siendo los peaks de vertimiento alineados con los peak de generación.

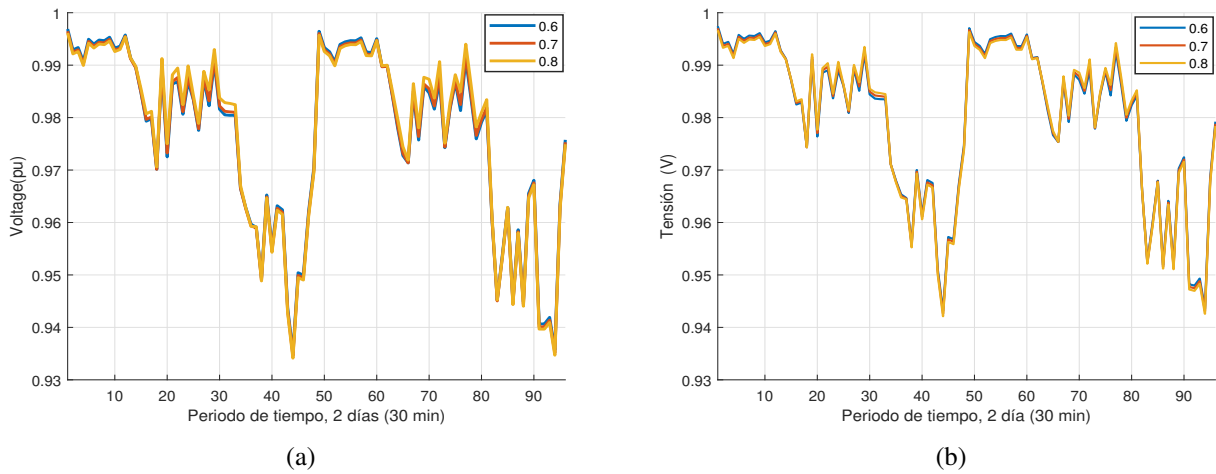


Figura 5.7: a) corresponde a la tensión de la barra 4 según lambda en AMPL, b) corresponde al tensión de barra 4 en OpenDSS según lambda.

El periodo de análisis no permite distinguir de manera clara el ahorro que permite el uso óptimo de un  $\lambda$  adecuado, mientras el costo acumulado, de forma marginal, demuestra que el valor de  $\lambda = 0.7$  permite disminuir costos, esto será cada vez más notorio a mayor sea el periodo de estudio. Respecto a distorsión armónica y desbalances las diferencias mínimas,  $\lambda = 0.8$  presenta peores indicadores de distorsión, imperceptible en desbalances.

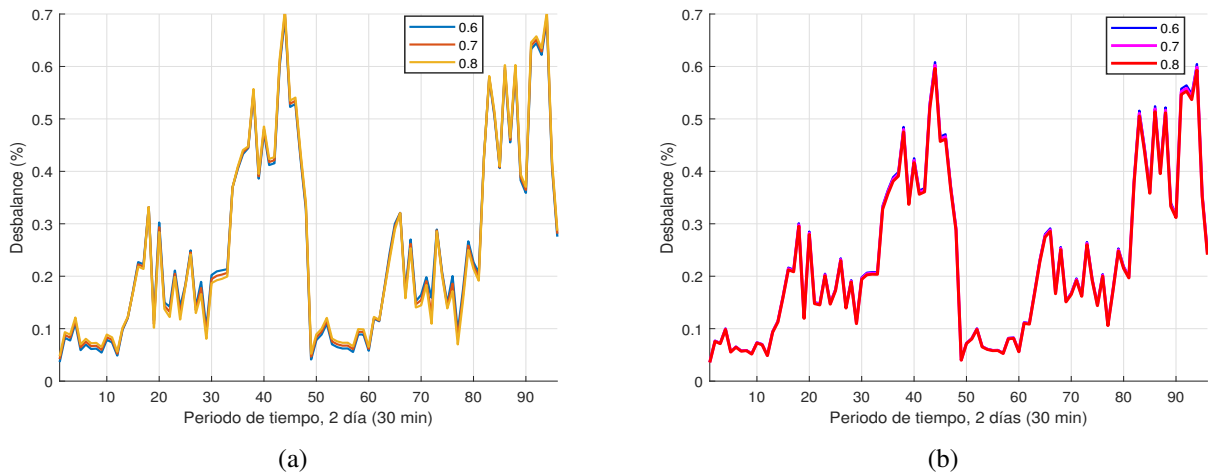


Figura 5.8: a) corresponde al desbalance de tensión en la barra 4 en OpenDSS según lambda, b) corresponde al desbalance de tensión promedio en AMPL según lambda

Las Figuras 5.7 y 5.8 presentan que los comportamientos en desbalance y tensión de idéntica dinámica, OpenDSS tiene curvas más suaves respecto a las variaciones de datos y presenta un buen desempeño.

### 5.3. Caso de estudio: Sistema de 13 barras

Este caso de estudio se basa en un circuito de escala menor, de uso común en el estudio de redes de distribución mediante software especializado, opera bajo 4.16 (kV). Se caracteriza por estar relativamente cargado en términos de demanda, presencia de líneas subterráneas y aéreas y carga desbalanceada. Este trabajo presenta una versión modificada del sistema conocido como IEEE13-bus, con el estudio aguas abajo del transformador a la tensión mencionada de 4.16 (kV). El diagrama se presenta en la Figura 5.9.

| Ubicación    | 11     | 12     | 13     | 21     | 22    | 23     | 31     | 32     | 33    |
|--------------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|-------|
| $R_{matrix}$ | 0.346  | 0.078  | 0.079  | 0.078  | 0.337 | 0.076  | 0.079  | 0.076  | 0.341 |
| $X_{matrix}$ | 1.0179 | 0.250  | 0.211  | 0.250  | 1.047 | 0.192  | 0.211  | 0.192  | 1.034 |
| $C_{matrix}$ | 6.299  | -1.995 | -0.629 | -0.997 | 5.959 | -0.370 | -0.629 | -0.370 | 5.638 |

Tabla 5.3: Datos de líneas por unidad de largo, en unidades  $\Omega$  por milla y  $\mu S$  por milla,  $MTX_{601}$

Los datos correspondientes a las líneas modificadas del sistema de 13 barras se presentan en la Tabla 5.3.

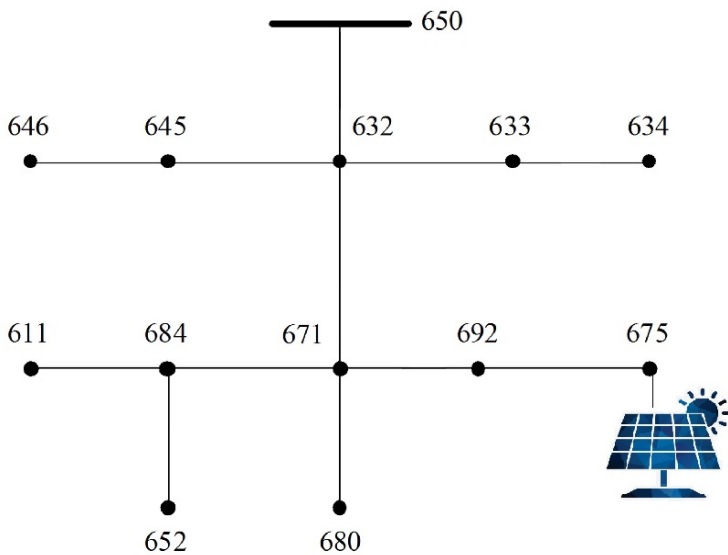


Figura 5.9: Sistema de 13 barras.

Las cargas nominales del sistema de 13 barras se presenta en la Tabla 5.4. Estas cargas nominales se ven modificadas durante las simulaciones al incluir la variable temporal por el efecto de la incertidumbre horaria.

| <b>Cargas</b>    | <b>Pa (kW)</b> | <b>Qa (kvar)</b> | <b>Pb (kW)</b> | <b>Qb (kvar)</b> | <b>Pc (kW)</b> | <b>Qc (kvar)</b> |
|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|
| <b>Barra 634</b> | 160            | 110              | 120            | 90               | 120            | 90               |
| <b>Barra 645</b> | 0              | 0                | 170            | 125              | 0              | 0                |
| <b>Barra 646</b> | 0              | 0                | 160            | 0                | 70             | 132              |
| <b>Barra 671</b> | 402            | 230              | 451            | 259              | 502            | 288              |
| <b>Barra 652</b> | 128            | 86               | 0              | 0                | 0              | 0                |
| <b>Barra 611</b> | 0              | 0                | 0              | 0                | 170            | 80               |
| <b>Barra 692</b> | 170            | 151              | 0              | 0                | 0              | 0                |
| <b>Barra 675</b> | 485            | 190              | 68             | 60               | 290            | 212              |

Tabla 5.4: Demandas eléctricas nominales del sistema de 13 barras

La información conocida por el modelo se presenta para 8 días de simulación en base a los datos nominales con la modificación en base a incertidumbre, la potencia demandada y potencia generada se presentan en las Figura 5.10.

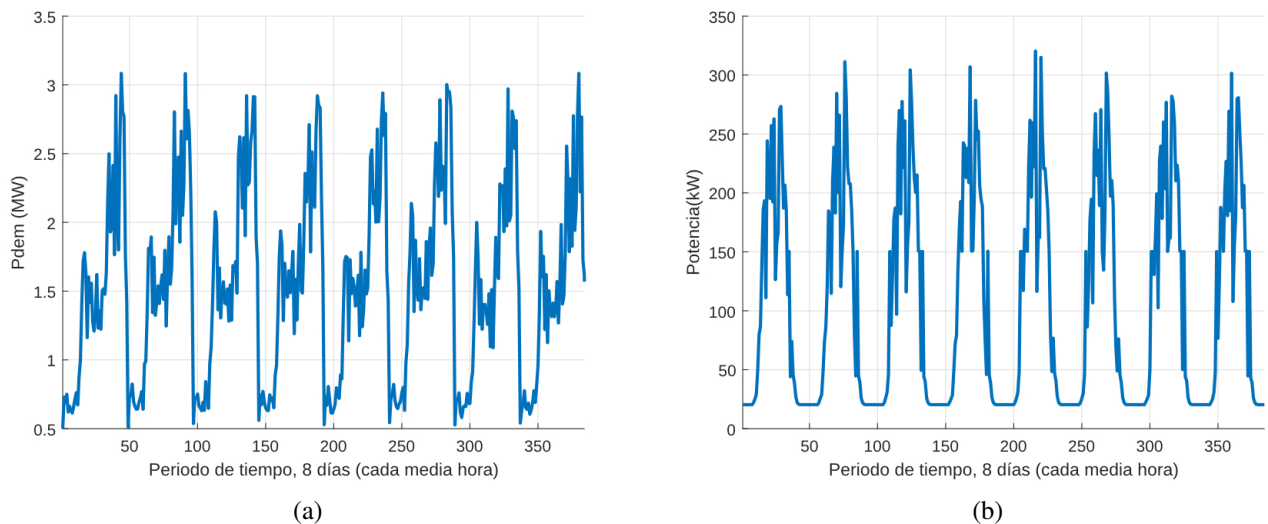


Figura 5.10: a) corresponde a la muestra horaria de demanda total, b) corresponde a la muestra horaria de potencia generada total

Las Figuras 5.11 presenta el cambio de costo y generación al variar el parámetro  $\lambda$ . Se observa que el menor costo para el sistema de 4 barras se obtiene en  $\lambda=0.7$ . Mientras en la Figura 5.12 se observan el THD promedio y el desbalance promedio al variar  $\lambda$ . Para este sistema de 13 barras la diferencia es marginal en el desbalance, en la distorsión se nota una diferencia y  $\lambda=0.7$  permite un menor índice de THD.

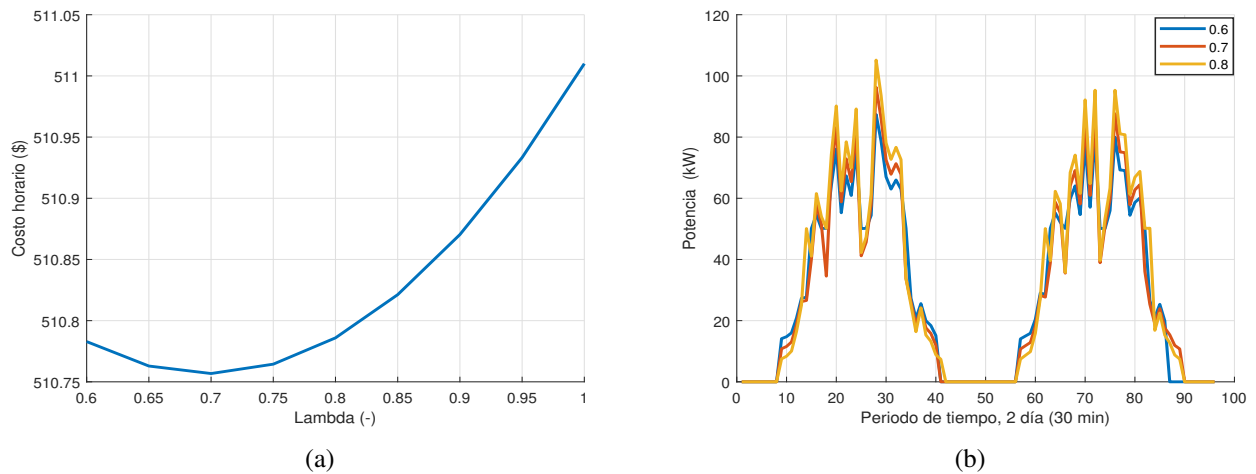


Figura 5.11: a) corresponde al coste horario promedio según lambda, b) corresponde a la potencia generada para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8.

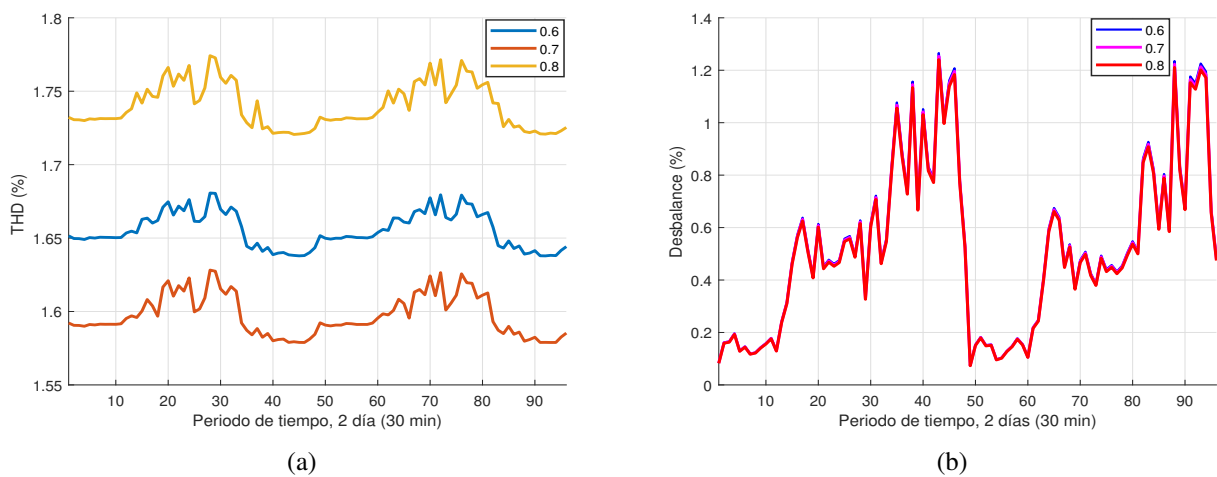


Figura 5.12: a) corresponde al THD promedio según lambda, b) corresponde al desbalance promedio para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8.

El índice de distorsión de tensión es bastante dependiente de la tensión de barras, al mantenerse en parámetros cercanos a la normativa en torno 1 (p.u.) se inyectan armónicos considerables.

La Figura 5.13 presenta la variación de penetración solar y vertimiento horario al variar el parámetro  $\lambda$ , la diferencia es marginal en ambos casos para el sistema de 4 barras. El vertimiento coincide con los peak de generación solar de la Figura 5.11, esto es lo típico, dado que no es posible controlar que toda la generación sea propiamente utilizada en todo momento por el sistema y sus demandas eléctricas.

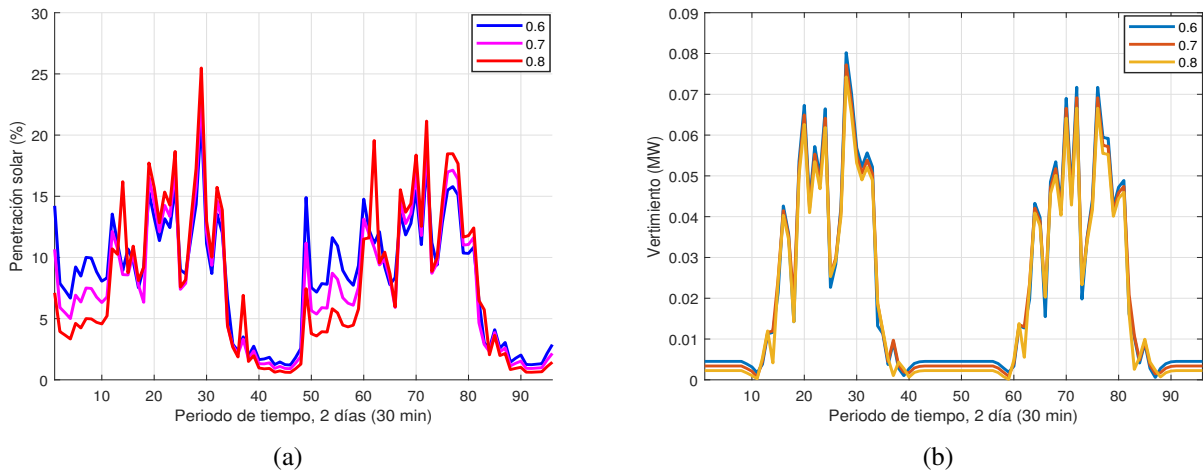


Figura 5.13: a) corresponde al penetración solar horaria según lambda, b) corresponde al vertimiento para los lambdas 0.6, 0.7 y 0.8.

El estudio mediante AMPL permite incluir el despacho óptimo a un programa de flujo de potencia como OpenDSS, esto permite estudiar la disminución de costos, desbalances y distorsiones en las redes. Para este caso de 13 barras, la distorsión armónica (THD) es notoriamente afectada por el parámetro  $\lambda$ , siendo además de los menores costos, la menor distorsión presentes en  $\lambda=0.7$ .

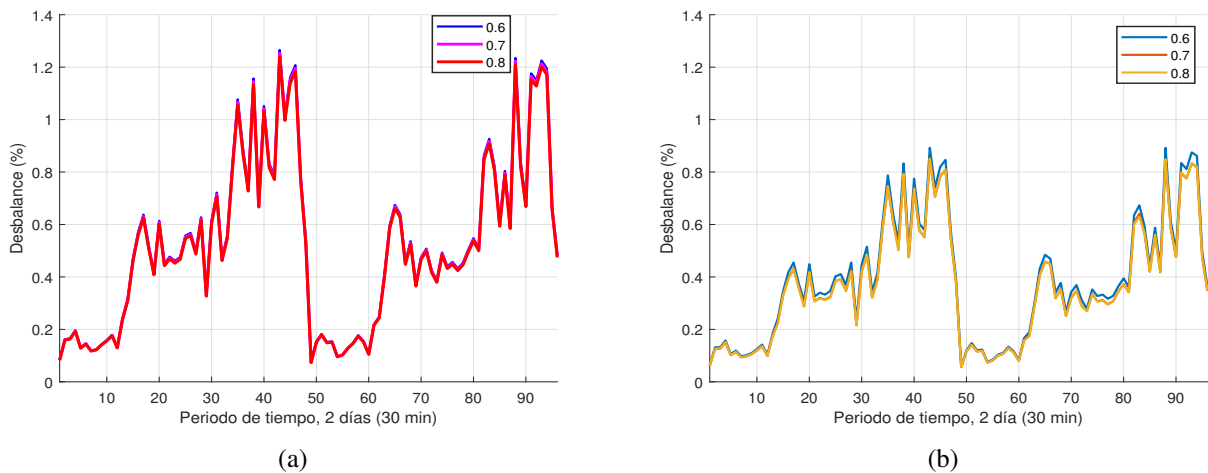


Figura 5.14: a) corresponde al resultado del despacho en AMPL, con un valor promedio del desbalance, mientras b) corresponde al desbalance en la barra 13 en OpenDSS

La Figura 5.14 presenta la comparativa del desbalance, en AMPL y en OpenDSS. En AMPL se ingresa el despacho del FOP a una resolución de flujo de potencia, para comparar con el flujo de OpenDSS, el comportamiento es prácticamente idéntico, las diferencias de magnitud se deben a que se presenta promedio en contraste a la barra principal solo como indicador del comportamiento.

## 5.4. Caso de estudio: Sistema de 37 barras

El modelo de 37 barras original, base para este diseño, es un sistema real de California, Estados Unidos, opera en base a 4.8 kV de tensión y se caracteriza por alta presencia de conexiones subterráneas y presencias de un alto desbalance. La Figura 5.15 representa la estructura del sistema de 37 barras bajo estudio.

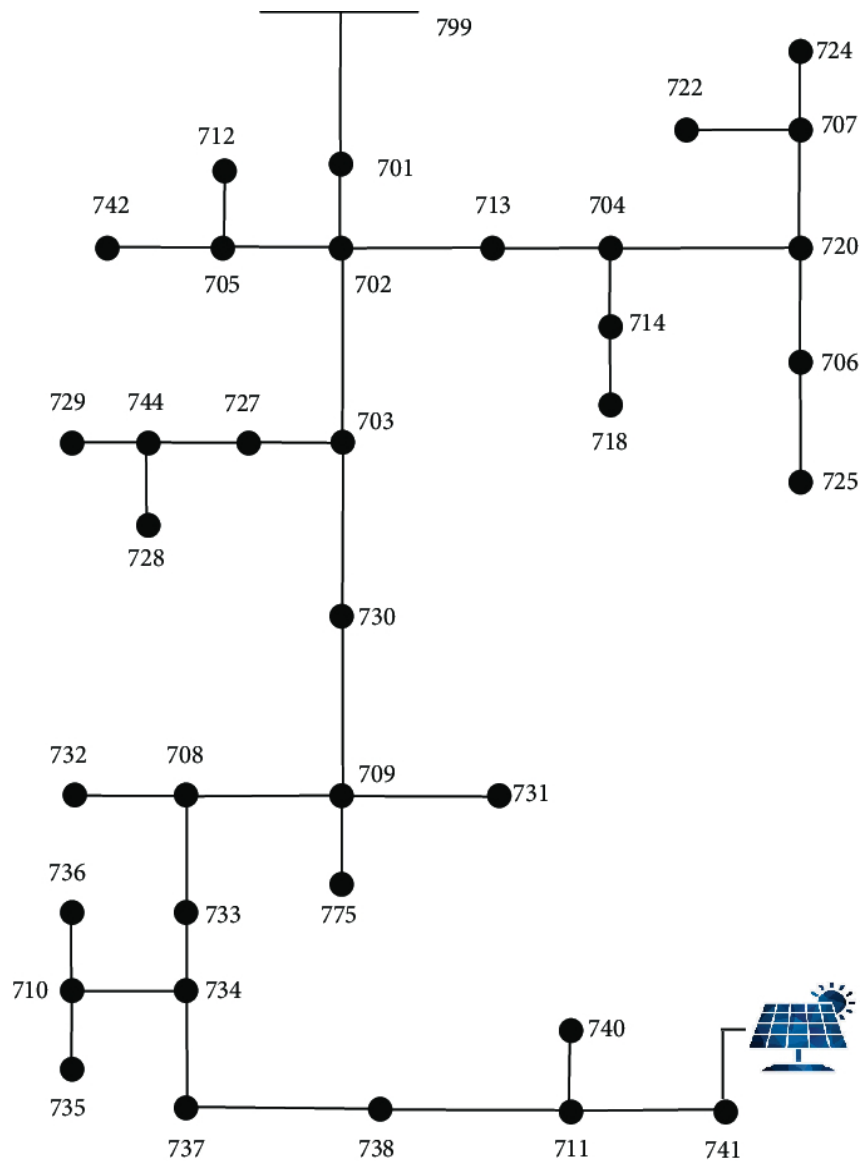


Figura 5.15: Sistema de 37 barras.

En la tabla 5.5 se presentan las cargas eléctricas del sistema de 37 barras. Estos datos presentan los valores nominales, durante las simulaciones se introduce la incertidumbre y la variación horaria asociada.

| <b>Barras</b> | <b>Pa (kW)</b> | <b>Qa (kvar)</b> | <b>Pb (kW)</b> | <b>Qb (kvar)</b> | <b>Pc (kW)</b> | <b>Qc (kvar)</b> |
|---------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|
| <b>701</b>    | 140            | 70               | 140            | 70               | 350            | 175              |
| <b>712</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 85             | 40               |
| <b>713</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 85             | 40               |
| 714           | 17             | 8                | 21             | 10               | 0              | 0                |
| <b>718</b>    | 85             | 40               | 0              | 0                | 0              | 0                |
| <b>720</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 85             | 40               |
| <b>722</b>    | 0              | 0                | 140            | 70               | 21             | 10               |
| <b>724</b>    | 0              | 0                | 42             | 21               | 0              | 0                |
| <b>725</b>    | 0              | 0                | 42             | 21               | 0              | 0                |
| <b>727</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 42             | 21               |
| <b>728</b>    | 42             | 21               | 42             | 21               | 42             | 21               |
| <b>729</b>    | 42             | 21               | 0              | 0                | 0              | 0                |
| <b>730</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 85             | 40               |
| <b>731</b>    | 0              | 0                | 85             | 40               | 0              | 0                |
| <b>732</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 85             | 40               |
| <b>733</b>    | 85             | 40               | 0              | 0                | 0              | 0                |
| <b>734</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 42             | 21               |
| <b>735</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 85             | 40               |
| <b>736</b>    | 0              | 0                | 42             | 21               | 0              | 0                |
| <b>737</b>    | 140            | 70               | 0              | 0                | 0              | 0                |
| <b>738</b>    | 126            | 62               | 0              | 0                | 0              | 0                |
| <b>740</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 85             | 40               |
| <b>741</b>    | 0              | 0                | 0              | 0                | 42             | 21               |
| <b>742</b>    | 8              | 4                | 85             | 40               | 0              | 0                |
| <b>744</b>    | 42             | 21               | 0              | 0                | 0              | 0                |

Tabla 5.5: Demandas eléctricas del sistema de 37 barras

Con unas demandas totales activas de 2500 kW y reactivas de 1220 kvar. En el documento [43] se encuentran los datos respectivos de las líneas del sistema de 37 barras. Se presentan la potencia demandada, potencia generada por el conjunto GD y costo asociado a la generación en las Figuras 5.16 y 5.17 . Se utiliza un conjunto acotado de la incertidumbre total, esto se debe a que al aumentar la dimensión de la red idealmente se aumentan las zonas de conexión GD, en este trabajo se simplifica la dinámica para el análisis armónico a través de una sola conexión de GD solar a una barra.

La Figura 5.16 representa la potencia demandada para un  $\lambda = 0.8$ , que permite estudiar el desempeño de la incertidumbre presente en la mayoría de los casos, quitando algunos casos extremos del dominio completo.

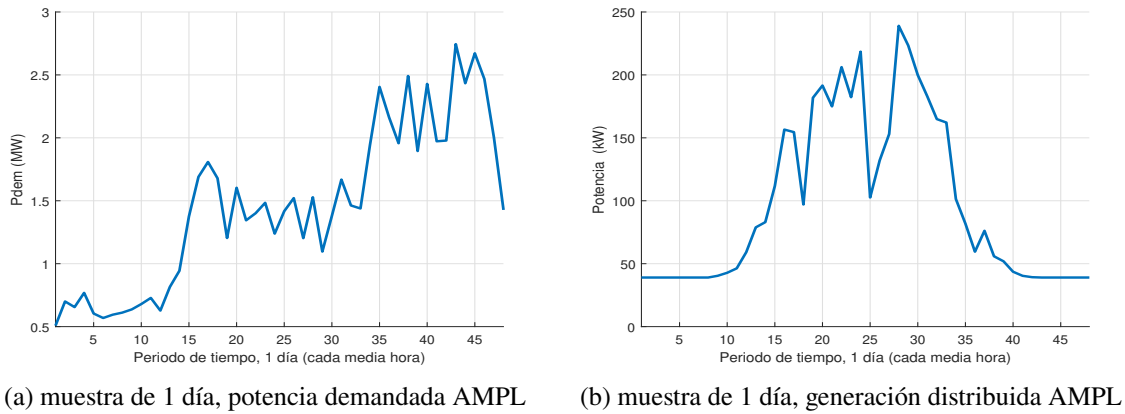


Figura 5.16: AMPL, potencia demandada y generación

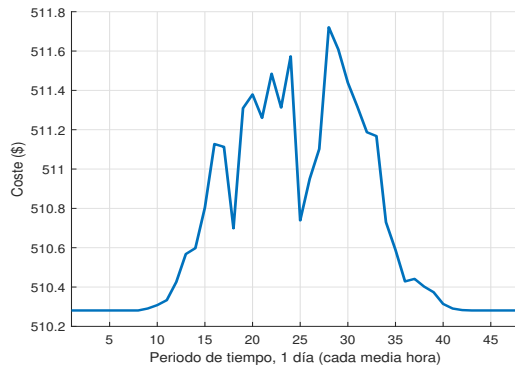


Figura 5.17: AMPL costo

Adicionalmente a las generaciones y costes asociados se incorpora el análisis detallado en las donde se presentan índices relacionados a los FOP, desbalances (AMPL y OpenDSS) y el índice armónico (AMPL).

| Software \ Indicador | $V_{VOL} (-)$ |      | $P_{Gen} (MW)$ |       | $C_{Gen} (\$)$ |        | $PEN (\%)$ |      |
|----------------------|---------------|------|----------------|-------|----------------|--------|------------|------|
|                      | $D_{EST}$     | PROM | $D_{EST}$      | PROM  | $D_{EST}$      | PROM   | $D_{EST}$  | PROM |
| AMPL                 | 0             | 0    | 0.066          | 0.098 | 0.474          | 510.70 | 4.77       | 7.57 |

Tabla 5.6: Índices asociados a flujos óptimos de potencia

En términos del estudio de FOP, el análisis mediante AMPL permite optimizar la inyección y despacho de la unidad de potencia, (por la longitud de los términos se ingresan algunas siglas en las tablas), para así, controlar la tensión dentro de los márgenes de tensión (VVOL), optimizar la generación (GEN) a menores costos (C<sub>Gen</sub>) y penetración solar (PEN).

Las Tablas 5.7 y 5.8 complementan los indicadores del flujo fundamental con los indicadores de desbalances (DESB) y armónicas (THDm).

| $THD_m$ (%) |       | $DESB$ (%) |       |           |
|-------------|-------|------------|-------|-----------|
| $D_{EST}$   | PROM  | MAX        | PROM  | $D_{EST}$ |
| 0.042       | 1.681 | 2.123      | 0.686 | 0.283     |

Tabla 5.7: Distorsión armónica de tensión y desbalance, AMPL

| $DESB$ (%) |       |           | $GEN$          |           |
|------------|-------|-----------|----------------|-----------|
| MAX        | PROM  | $D_{EST}$ | $P_{Gen}$ (MW) | $PEN$ (%) |
| 1.051      | 0.462 | 0.323     | 0.245          | 9.80      |

Tabla 5.8: Índices de desbalance y generación, OpenDSS

El estudio mediante AMPL permite incluir el desbalance y armónicas en comparativa al estudio en OpenDSS. Adicionalmente la comparativa de OpenDSS permite estudiar las diferencias en desbalances con el caso nominal. Se obtiene, según AMPL, una inyección armónica promedio de 1.68 % de THD en tensión en la red, desbalance de 0.686 %, coste de 510.7 \$, generación promedio de 98 kW, penetración solar de 7.57 % y no hay violaciones de restricciones de tensión. Los tiempos asociados a AMPL escalan notoriamente en el análisis de 37 barras, siendo de varias horas, dependiente del número de escenarios, para dos días de dominio requiere alrededor de 3-4 horas.

El parámetro  $\lambda$  se intenta sea lo más cercano posible al dominio completo ( $\lambda=1$ ), en AMPL se requiere disminuir el dominio completo dada la dificultad de convergencia en los valores extremos de demanda y generación. Este sistema no converge al realizar variaciones de amplio rango de  $\lambda$ , uso de una única fuente de generación solar no es ideal para este tipo de sistemas de mayor extensión, limitado por el estudio armónico y superposición de fuentes no se incluyen mayor cantidad de convertidores en el análisis.

Conclusión parcial: El método utilizado en este trabajo, de una sola fuente de generación, no permite un correcto estudio para lograr la convergencia del sistema de 37 barras, esto dificulta variar el parámetro  $\lambda$  y la búsqueda del mínimo costo según  $\lambda$ , para los sistemas de 4 y 13 barras no existe problema ni de tiempo ni de convergencia, para sistemas de mayor dimensión se requiere otro acercamiento que no fue abordado en este trabajo, dadas las limitaciones respecto al estudio armónico y las ramificaciones que implica el uso de múltiples convertidores y fuentes de armónicas.

# Capítulo 6

## Conclusiones y trabajo futuro

En este trabajo se presenta un enfoque de Flujo Óptimo de Potencia (FOP) para sistemas de distribución, tanto balanceados como desbalanceados, utilizando el paradigma robusto para modelar la incertidumbre en el tiempo y la inyección armónica generada por GD de origen solar, asociada a convertidores de potencia. La inclusión de un parámetro que modifica la robustez permite controlar el grado de rigidez, disminuir dimensiones de los datos de incertidumbre y quitar datos extremos.

Se modela el flujo armónico considerando un convertidor de baja frecuencia de conmutación, con el fin de estudiar las perturbaciones armónicas de bajas frecuencias, en contraste con las más comunes de altas y muy altas frecuencias en las RDA. La inclusión de la GD, la inyección armónica y la incertidumbre en las demandas y la generación permite representar de manera más precisa las redes, acercando el estudio a las condiciones actuales de las RDA.

La inyección armónica se modela mediante la inyección de corriente, utilizando el circuito equivalente de Norton. Bajo el principio de superposición, se analizan las frecuencias desacopladas, lo que facilita un estudio efectivo y eficiente del sistema. No se consideran múltiples fuentes de armónicas aparte al convertidor conectado a la barra elegida, esto es un factor interesante para implementar a futuro.

Los casos de estudio se basan en versiones modificadas de las redes IEEE4-BUS, IEEE13-BUS e IEEE37-BUS, que permiten validar la funcionalidad del modelo. Se realiza la comparación con el software para sistemas de distribución OpenDSS, evaluando indicadores de desbalance, armónicas y costos. Si bien el modelo es escalable a redes de mayor dimensión, los tiempos de cálculo aumentan conforme se incrementa el tamaño de la red y se dificulta la convergencia para sistemas extensos.

Este enfoque permite encontrar soluciones que minimizan el costo de generación, al mismo tiempo que limitan la inyección armónica dentro de límites controlados. El despacho óptimo que entrega el planteamiento en AMPL se ingresa en OpenDSS y en otro planteamiento de AMPL como flujo de potencias, se varía  $\lambda$  y se encuentra al valor de 0.7 que minimiza los costos y algunos indicadores como la distorsión armónica. Estos resultados se encuentran en el sistema de 4 barras y de forma más evidente en el de 13 barras, el sistema de 37 barras presenta dificultades para presentar convergencia bajo las condiciones de una sola fuente de inyección de potencia.

La modificación del subconjunto de incertidumbre permite aumentar la probabilidad de encontrar puntos horarios de demanda y generación más frecuentes. Como era de esperar, se obtienen menores costos, inyecciones armónicas y desbalances, a excepción del caso de la red de 37 barras, donde la convergencia se dificulta bajo las mismas condiciones de incertidumbre.

En cuanto al trabajo futuro y las posibles mejoras, los tiempos asociados con el estudio de redes de mayor tamaño aumentan. En el futuro, es posible optimizar aún más el código utilizado y reducir estos tiempos. El enfoque actual del estudio armónico está desacoplado y se centra en las magnitudes armónicas; sin embargo, en futuras investigaciones, se podría incluir una representación más detallada de la interacción entre las armónicas y el comportamiento de los ángulos asociados a ellas.

La inyección armónica asociada a la GD se analiza mediante un conjunto de generación concentrado en una barra. En el futuro, este enfoque podría ampliarse para incluir varias zonas de generación y el acoplamiento armónico entre diferentes fuentes de inyección. Para sistemas de mayor dimensión, como el de 37 barras, sería conveniente considerar el uso de más convertidores. Esto representa un desafío adicional, ya que implica considerar las armónicas y su interconexión entre las diversas fuentes.

# Referencias

- [1] GreenEuropeanFundation and H. Stiftung, “The european energy atlas 2018,” 2018.
- [2] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2021,” 2021.
- [3] S. de energia, “Proyección de la generación distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en chile,” 2021.
- [4] F. Blasco, “Solar action,” 2020.
- [5] M. de Energía, “Mapa del proceso, generación distribuida,” 2021.
- [6] G. Holmes, *Modulation for Power Converters*. Chichester, England: John Wiley & Sons, 2003.
- [7] E. de pruebas industriales alltestpro, “Impacto del desbalance de tensión en motores,” 2020.
- [8] C. N. d. E. CNE, “Norma técnica de calidad de servicios para sistemas de distribución,” 2017.
- [9] D. N. Bustamante, “Robust solution scheme for the unit commitment: An adaptive data-driven learning-based approach,” Master’s thesis, Universidad Federico Santa María, 2021.
- [10] N. R. W. Jos Arrillaga, Bruce C. Smith and A. R. Wood, *Power System Harmonic Analysis*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2003.
- [11] L. H. A.E.W.H. Kahlane and M. Kherchi, “Lcl filter design for photovoltaic grid connected systems,” *Revue des Energies Renouvelables SIENR*, vol.-, p. pp. 227 – 232, 2014.
- [12] L. Ochoa and J. Quiros-Tortos, “Tutorial isgt latin america 2015: Advanced modelling of smart distribution networks using openss,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, vol. 1, no. 1, pp. 67–72, 2015.
- [13] C. de documentación europea, “Cde, recomendaciones para reducción de emisiones 2040-2050,” 2023, 05, 2024.
- [14] M. E. Congreso Nacional de Chile, “Ley n° 21.505 de protección de los derechos de los consumidores,” 2022, publicada en el Diario Oficial, 15 de mayo de 2022.
- [15] C. N. de Chile, “Ley n° 20.571 sobre la regulación de la energía eléctrica,” 2012, publicada en el Diario Oficial, 13 de enero de 2012.

- [16] M. A. Shuvra and B. H. Chowdhury, “Distributed dynamic grid support using smart pv inverters during unbalanced grid faults,” *IET Renewable Power Generation*, 2019.
- [17] F. A. S. Neves, M. Carrasco, F. Mancilla–David, G. M. S. Azevedo, and V. S. dos Santos, “Unbalanced grid fault ride-through control for single-stage photovoltaic inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 3338–3347, 2016.
- [18] Z. Ziadi, M. Oshiro, T. Senjyu, A. Yona, N. Urasaki, T. Funabashi, and C.-H. Kim, “Optimal voltage control using inverters interfaced with pv systems considering forecast error in a distribution system,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, pp. 682–690, 2014.
- [19] M. Oshiro, T. Senjyu, A. Yona, N. Urasaki, T. Funabashi, and C.-H. Kim, “Cooperative control of interfaced inverter with pv system and existing voltage control devices considering forecasted error in distribution system,” *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, pp. 468–473, 2011.
- [20] B. Rodríguez, L. Reyes-Chamorro, and H. Chávez, “What should dns foster? a single dg or multiple small dgs?: A statistical power-flow analysis for the chilean case,” *2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)*, pp. 1–5, 2022.
- [21] “Biblioteca del congreso nacional de chile, ley 21.118 net billing,” *OJ*, vol. 21.118, pp. 1–4, 2018-11-17.
- [22] I. C. Torres, D. M. Farias, A. L. L. Aquino, and C. Tiba, “Voltage regulation for residential prosumers using a set of scalable power storage,” *Energies*, 2021.
- [23] P. Wei, M. Abid, H. Adun, D. K. Awoh, D. Cai, J. H. Zaini, and O. Bamisile, “Progress in energy storage technologies and methods for renewable energy systems application,” *Applied Sciences*, 2023.
- [24] D. Raveendhra, R. Poojitha, B. L. Narasimharaju, A. Domyshev, A. I. Dreglea, M. H. Dao, M. K. Pathak, F. Liu, and D. Sidorov, “Part ii: State-of-the-art technologies of solar-powered dc microgrid with hybrid energy storage systems: Converter topologies,” *Energies*, 2023.
- [25] E. Daroqui, “Instalación aislada y tipos de baterías,” 2023.
- [26] E. E. Gerald X., “How-does-a-lithium-ion-battery-work,” 2023.
- [27] M. U. Saleem, M. R. Usman, M. A. Usman, and C. Politis, “Design, deployment and performance evaluation of an iot based smart energy management system for demand side management in smart grid,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 15 261–15 278, 2022.
- [28] X. Yu and Y. Xue, “Smart grids: A cyber–physical systems perspective,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 104, no. 5, pp. 1058–1070, 2016.

- [29] IEEE, “Ieee vision for smart grid controls: 2030 and beyond reference model,” *IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Reference Model*, pp. 1–10, 2013.
- [30] J. Dirkman, “Innovations in sensor enabled modelling of future distribution systems with distributed energy resources,” *CIREC 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, vol. 2021, pp. 1747–1751, 2021.
- [31] S. Radhoush, M. Bahramipناه, H. Nehrir, and Z. Shahooei, “A review on state estimation techniques in active distribution networks: Existing practices and their challenges,” *Sustainability*, 2022.
- [32] X. Yang, C. Xu, H. He, W. Yao, J. Wen, and Y. Zhang, “Flexibility provisions in active distribution networks with uncertainties,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, pp. 553–567, 2021.
- [33] L. Gan and S. H. Low, “Convex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks,” pp. 1–9, 2014.
- [34] M. Huneault and F. Galiana, “A survey of the optimal power flow literature,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 762–770, 1991.
- [35] W. Zhang, P. Mao, and X. Chan, “A review of maximum power point tracking methods for photovoltaic system,” in *2016 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, 2016, pp. 230–234.
- [36] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2010.
- [37] Y. Tian, “Harmonic-constrained optimal power flow,” Master of Applied Science thesis, University of Toronto, 2017.
- [38] F. Oliveira, V. Gupta, S. Hamacher, and I. Grossmann, “A lagrangean decomposition approach for oil supply chain investment planning under uncertainty with risk considerations,” *Computers & Chemical Engineering*, vol. 50, pp. 184 – 195, 2013.
- [39] D. Bertsimas and M. Sim, “The price of robustness,” *Operations research*, vol. 52, no. 1, pp. 35–53, 2004.
- [40] M. G. Simões and S. Muyeen, “Lcl filter design and performance analysis,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. Vol. 50, pp. pp. 1225–1232, 2013.
- [41] F. B. M. Liserre and S. Hansen, “Lcl filter design and performance analysis,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. Vol. 41, p. pp. 1281 – 1291, 2005.
- [42] C. Lee, C. Liu, S. Mehrotra, and Z. Bie, “Robust distribution network reconfiguration,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 2, pp. 836–842, 2015.

- [43] K. Schneider and B. Mather, “Analytic considerations and design basis for the iee distribution test feeders,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. vol. PP 99, pp. pp. 1–1, 2017.