



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

**DESARROLLO DE UN MODELO DE ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA LA RED  
ELÉCTRICA DE HUATACONDO.**

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

**NICOLÁS ALONSO LÓPEZ MADRID**

**SANTIAGO DE CHILE  
NOVIEMBRE 2011**



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

**DESARROLLO DE UN MODELO DE ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA LA RED  
ELÉCTRICA DE HUATACONDO.**

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

**NICOLÁS ALONSO LÓPEZ MADRID**

**PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
NELSON MORALES OSORIO  
LORENZO REYES CHAMORRO**

**SANTIAGO DE CHILE  
NOVIEMBRE 2011**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: NICOLÁS ALONSO LÓPEZ MADRID  
FECHA: 7 DE NOVIEMBRE DE 2011  
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

## **DESARROLLO DE UN MODELO DE ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA LA RED ELÉCTRICA DE HUATACONDO.**

En la problemática de abastecer de energía eléctrica a una localidad aislada, ha ido tomando fuerza el desarrollo de las llamadas micro-redes. Estas soluciones consisten en sistemas eléctricos pequeños, que cuentan con generadores de baja potencia nominal que abastecen consumos físicamente cercanos. Una ventaja que ofrecen las micro-redes frente a sistemas mayores viene justamente de esta proximidad entre generación y consumos, minimizando las pérdidas en las líneas. Sin embargo, la calidad de suministro tiende a ser menor debido a que no es factible aprovechar las ventajas de los sistemas interconectados: inercia, respaldo, diversidad de fuentes. De esta forma, es clave el desarrollo de esquemas de control adecuados que permitan asegurar niveles mínimos de calidad de suministro. Un elemento central de estos esquemas de control es su capacidad para determinar en forma confiable el estado del sistema eléctrico a partir de un número limitado de medidas de fácil adquisición.

En este contexto, el objetivo de este trabajo de memoria es disponer de un modelo de estimación de estado para micro-redes, a través de un proceso de análisis, diseño e implementación a escala prototipo. La herramienta resultante debe ser capaz de analizar la micro-red del pueblo de Huatacondo, un pueblo al norte de Chile cuyo suministro eléctrico proviene en gran medida de fuentes de energía renovables no convencionales, como aplicación práctica. Asimismo, debe proyectarse como herramienta docente, para la estimación de estado de la micro-red del Laboratorio de Energía y Accionamientos del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.

El modelo estimador de estado que se desarrolla se basa en el método clásico de Mínimos Cuadrados Ponderados, que permite estimar la tensión fasorial en las barras de una micro-red, dando más importancia a las medidas más precisas entre las que se dispone. Las medidas que se consideran en este trabajo son módulos de tensiones, flujos de potencia activa y reactiva en líneas y potencia activa y reactiva en ciertas barras de consumo o generación.

Se valida el funcionamiento del estimador de estado desarrollado mediante ejemplos disponible en la literatura especializada, con errores en torno a la tolerancia de 1,35%. Asimismo, se identifica un caso anómalo descrito en la literatura. Sin embargo, en este caso la convergencia del algoritmo si bien detecta la medición errónea, lo reporta a través de una solución no factible en términos físicos.

Se ejecuta la aplicación diseñada en la micro-red del laboratorio y en la de Huatacondo, comparando las potencias calculadas a partir del estado encontrado con las potencias medidas, obteniéndose un error relativo porcentual promedio cercano al 2% en el caso del laboratorio y del 0,2% en el caso de Huatacondo. Dado esto, se concluye que la aplicación diseñada cumple el objetivo de obtener el estado de la micro-red de manera confiable. Cabe señalar que en el caso de la estimación de los ángulos de fase de las tensiones, la verificación en el laboratorio a través de mediciones obtuvo resultados con errores mayores. Estas diferencias pueden explicarse por errores en las mediciones o en los parámetros del sistema.

Como trabajo futuro, se propone el desarrollo de la etapa de control que mantenga al sistema en el estado de operación normal, el estudio y comparación con otros modelos de estimación de estado y la integración del programa construido con la aplicación Deep-Edit desarrollada en el Departamento.

*A mi familia*

## Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia por todo su apoyo en estos largos años de esfuerzo, Dios sabe que no lo hubiese logrado sin ellos. En especial quiero dedicar este trabajo a mi madre, que se aseguró que no me faltara nada, a mi abuela, que cuidó que no pasara hambre, a mi tía Gloria, que se preocupó que yo tuviera un lugar ordenado al cual llegar y a mi padrino, que trató de enseñarme de sus errores, para que yo no los cometa. El tiempo dirá si tuvo éxito. A mis hermanas, que el idioma español no tiene palabras para expresar cuanto las quiero.

Quiero agradecer, también, a mis amigos de primer año, Alexis, Felipe, Sebastián, Roberto, Álvaro Pérez y González, Cristian, Manuel, Ronald, y a mis amigos eléctricos, Francisco Cornejo, Carlos Juri y Duarte, César, David Monasterio y Fuentealba, Danilo, Eduardo, Boris, Cristian Segura y Morales, Adolfo, Álvaro, y a toda la gente maravillosa que tuve la suerte de conocer en este tiempo que pasé acá, todos ellos compañeros de lucha contra los rigores de la Republica Independiente de Beauchef, todos ellos importantes para mí.

Quiero mencionar especialmente a mi profesor guía, Rodrigo Palma, por la confianza depositada en mí, y la Iniciativa GeVi, actual Unidad de Micro-redes, y a la gente que trabaja o trabajó ahí. Lorenzo, Pablo, Bernardo, Mariel, Natalia y Carla, todos ellos me enseñaron muchas cosas en este año, no solo en el sentido de conocimiento, sino en el sentido humano. Pienso que mi persona hace un año tiene poco que ver con quien soy ahora (para bien... espero), y en eso ellos tuvieron mucho que ver.

En un plano ya no tan personal, quiero agradecer a Marcelo Bielsa y su equipo de trabajo, por entregarle seriedad al futbol chileno, por convencernos, aunque fuera por unos pocos años, que en realidad no somos malos para la pelota, que era posible jugarle bien y ganarle a Argentina, o ir a buscar un partido al Centenario y casi traerse el triunfo. Que era totalmente factible pelear el primer puesto en la tabla clasificatoria para un mundial, y olvidarse de la calculadora. Es una lástima que en mi país exista gente cuyos tentáculos se meten en todos lados y sean capaces de destruir un proceso tan bello solo porque un loco lindo se negó a arrodillarse frente al amo.

Finalmente, todo el software que desarrollé para el proyecto de Huatacondo lo dedico a Paulo Garcés, Christopher Toselli, Juan Eluchans, Hans Martínez, David Henríquez, Marcos González, Rodrigo Valenzuela, Jorge Ormeño, Francisco Silva, Felipe Gutiérrez, Milovan Mirosevic, Darío Botinelli, Fernando Meneses, Lucas Pratto, Roberto Gutiérrez y Juan Antonio Pizzi y su cuerpo técnico, por haber llevado a la Universidad Católica al campeonato una vez más en el torneo largo del 2010. Son pocos campeonatos, pero vaya que se disfrutan.

# Índice

1	Introducción.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Objetivos generales.....	1
1.3	Objetivos específicos.....	2
1.4	Alcances.....	2
1.5	Estructura del trabajo.....	3
2	Antecedentes generales.....	4
2.1	El proyecto de Huatacondo.....	4
2.2	Generador virtual.....	5
2.3	Micro-red.....	5
2.3.1	La micro-red del pueblo de Huatacondo.....	6
2.4	Sistema SCADA.....	8
2.4.1	Componentes de un sistema SCADA.....	9
2.4.2	Software de un sistema SCADA.....	10
3	Estimadores de estado.....	12
3.1	Estimador de máxima verosimilitud.....	12
3.2	Procedimiento para la construcción de un estimador de estado.....	16
3.2.1	Detección y eliminación de errores.....	18
3.2.2	Observabilidad de un sistema.....	21
3.2.3	Procedimiento para determinar observabilidad.....	22
4	Diseño de la aplicación que implementa el modelo estimador de estado.....	23
4.1	Algoritmo de la aplicación.....	23
4.1.1	Algoritmo general.....	23
4.1.2	Bloque Configuración de parámetros.....	23
4.1.3	Definición del set de medidas a tomar (bloque 1).....	24
4.1.4	Descripción de la red al programa (bloque 2).....	25
4.1.5	Determinación de la topología actual de la red (bloque 3).....	25
4.1.6	Toma de medidas para el algoritmo (bloque 4).....	26
4.1.7	Aplicación del algoritmo MCP o WLS para resolver el estimador de estado (bloque 5).....	26
4.1.8	Manejo de datos erróneos (bloque 6).....	27
5	Desarrollo de la aplicación diseñada y modelación de las redes de prueba.....	29
5.1	Desarrollo de la aplicación diseñada.....	29
5.1.1	La librería Math.NET.....	29
5.1.2	Diseño del programa.....	29
5.2	Modelación de la micro-red eléctrica del laboratorio de pruebas.....	33
5.2.1	Parámetros de línea como red de transmisión.....	35
5.2.2	Parámetros de línea como red de distribución.....	35
5.3	Modelación de la red eléctrica de Huatacondo.....	35
5.4	Las unidades de medida Schneider PM750 y PM810.....	39
6	Validación de la aplicación.....	40
6.1	Validación del módulo estimador de topología.....	40
6.2	Validación del módulo de análisis de observabilidad.....	43

6.3	Validación de verificación de datos erróneos .....	43
7	Resultados experimentales en la micro-red de prueba y ejecución del programa en Huatacondo.....	47
7.1	Ejecución del programa desarrollado en la micro-red como un sistema eléctrico trifásico balanceado .....	47
7.2	Ejecución del programa desarrollado en la micro-red como tres sistemas eléctricos monofásicos independientes.....	49
7.3	Ejecución del programa desarrollado en la red SCADA del pueblo de Huatacondo.....	54
8	Conclusiones y trabajo futuro .....	58
9	Bibliografía.....	60
10	Anexos .....	61
10.1	Anexo 1: Red eléctrica del pueblo de Huatacondo .....	61
10.2	Anexo 2: Diagrama de flujo del estimador topológico .....	63
10.2.1	Obtención del conjunto de barras válidas.....	64
10.3	Anexo 3: Algoritmo para la toma de medidas desde las RTU .....	66
10.4	Anexo 4: Detalle del montaje de dispositivos en la micro-red del laboratorio del 4º piso de electrotecnologías.....	67
10.5	Anexo 5: Algoritmo para calcular el núcleo de una matriz .....	68
10.6	Anexo 6: Cálculo del núcleo de una matriz en la aplicación.....	68
10.7	Anexo 7: Análisis de observabilidad para la red de 10 barras.....	69
10.8	Anexo 8: Determinación de las topologías posibles para la red de Huatacondo determinadas por el estimador de topologías .....	71
10.9	Anexo 9: Manual de uso para la aplicación desarrollada .....	72

## Índice de figuras

Figura 2.1: Contexto geográfico de Huatacondo (fuente Natalia Garrido).....	4
Figura 2.2: Esquema generalizado de un generador virtual (fuente Andrés Vargas [4]).....	5
Figura 2.3: Arquitectura tipo de un sistema SCADA moderno (fuente Juan Pablo Rojas [13])...9	
Figura 3.1: Diagrama de flujo para el algoritmo estimador de estado MCP (elaboración propia). .....	16
Figura 3.2: Diagrama de flujo para un estimador de estado orientado a sistemas SCADA (adaptado de A.J. Conejo [15]). .....	17
Figura 3.3: Algoritmo para la detección de información errónea (elaboración propia). .....	19
Figura 4.1: Diagrama de flujo general para el programa diseñado (elaboración propia).....	23
Figura 4.2: Iteración del algoritmo MCP o WLS para resolver el estimador de estado (elaboración propia). .....	27
Figura 4.3: Diagrama de flujo para el manejo de datos erróneos (elaboración propia). .....	28
Figura 5.1: Interfaz gráfica de la aplicación desarrollada. ....	30
Figura 5.2: Menú desplegable del botón “Configurar...” .....	30
Figura 5.3: Pestaña “Configuraciones generales” de la ventana principal de configuración del programa. ....	32
Figura 5.4: Pestaña “Configuraciones de los PM” de la ventana principal de configuración del programa.....	33
Figura 5.5: Topología básica de la red de pruebas (fuente documentación del Laboratorio de Energía y Accionamientos). ....	34
Figura 5.6: Líneas de transmisión (distribución) en la micro-red de pruebas, con sus resistencias y reactancias resaltadas (elaboración propia).....	34
Figura 5.7: Circuito de prueba para determinar parámetros de la línea $ij$ por fase (elaboración propia).....	35
Figura 5.8: Red inicial de estudio para el sistema eléctrico de Huatacondo (elaboración propia). .....	37
Figura 5.9: Modelo final del sistema eléctrico de Huatacondo (elaboración propia).....	38
Figura 5.10: Panel frontal de la unidad de medida PM750 (fuente Schneider Electric) .....	39
Figura 6.1: Sistema eléctrico de potencia considerado para el ejemplo (adaptado de A.J. Conejo [15]). .....	40
Figura 6.2: Sistema propuesto para probar el funcionamiento del estimador topológico (adaptado de A.J. Conejo [15]). .....	42
Figura 7.1: Cargas resistivas utilizadas para la prueba con resistencias desbalanceadas (elaboración propia). .....	50
Figura 7.2: Representación visual de los resultados para el primer set de cargas (elaboración propia).....	53
Figura 7.3: Representación visual de los resultados obtenidos sobre el sistema eléctrico de Huatacondo (elaboración propia).....	56
Figura 10.1: Plano del sistema eléctrico de Huatacondo (fuente Centro de Energía). .....	61
Figura 10.2: Algoritmo del estimador topológico (elaboración propia). .....	63
Figura 10.3: Proceso para la obtención del conjunto de barras válidas (elaboración propia). ....	64
Figura 10.4: Sistema eléctrico de potencia de tres barras (elaboración propia). .....	65
Figura 10.5: Algoritmo general para determinar la toma de medidas desde las RTU (elaboración propia).....	66
Figura 10.6: Panel de conexión de cargas a la micro-red (elaboración propia).....	67

Figura 10.7: Tiempo de cálculo del núcleo para diferentes matrices con un límite de 10 segundos (elaboración propia)..	69
Figura 10.8: Tiempo de cálculo del núcleo para matrices cuadradas de hasta 150 filas y columnas con un límite de 10 segundos (elaboración propia).	69
Figura 10.9: Interfaz gráfica de la aplicación diseñada.	73
Figura 10.10: Configuración del programa (paso 1).	74
Figura 10.11: Ventana de configuración de parámetros vacía.	74
Figura 10.12: Ventana de configuración típica.	76
Figura 10.13: Ventana principal con conexión al servidor OPC.	77
Figura 10.14: Ventana de configuración de tags.	77
Figura 10.15: Ubicación del tag “Ejecutar” para la unidad PM750-2.	78
Figura 10.16: Ubicación del tag “EstadoDigital” para la unidad PM750-2.	78
Figura 10.17: Programa en funcionamiento.	79
Figura 10.18: Pestaña “Estado conexiones” para una red sin cargas.	80
Figura 10.19: Pestaña “Flujos de potencia” para una red sin carga.	80
Figura 10.20: Pestaña “Controles PM”.	81
Figura 10.21: Estimación de estado para una carga conectada en la barra 5.	82
Figura 10.22: Voltajes no observables.	83
Figura 10.23: Sistema no observable.	83

## Índice de tablas

Tabla 5-I: Precisión de las unidades PM750 para la toma de datos. ....	39
Tabla 6-I: Mediciones tomadas en la red de la Figura 6.1. ....	41
Tabla 6-II: Resultados del estimador de estado. ....	41
Tabla 6-III: Resultados del estimador topológico. ....	42
Tabla 6-IV: Resultados para el test de análisis de observabilidad. ....	43
Tabla 6-V: Mediciones originales y mediciones luego del filtrado de errores. ....	44
Tabla 6-VI: Resultados del estimador de estado para las medidas filtradas. ....	44
Tabla 6-VII: Datos erróneos de voltaje considerados para la detección de errores. ....	44
Tabla 6-VIII: Resultados encontrados por el programa para los tres casos detallados en la Tabla 6-VII. ....	45
Tabla 6-IX: Flujos de potencia calculados para el escenario 3 en la Tabla 6-VIII. ....	45
Tabla 6-X: Datos erróneos de flujo de potencia considerados para la detección de errores. ....	46
Tabla 6-XI: Resultados encontrados por el programa para los cuatro casos detallados en la Tabla 6-X. ....	46
Tabla 7-I: Resultados encontrados por la aplicación y ángulo medido. ....	47
Tabla 7-II: Flujos de potencia de línea calculados para el instrumento Hioki. ....	48
Tabla 7-III: Flujos de potencia calculados por el programa. ....	48
Tabla 7-IV: Potencias medidas en las barras del sistema. ....	48
Tabla 7-V: Potencias calculadas en las barras del sistema a partir de la información en la Tabla 7-II. ....	48
Tabla 7-VI: Potencias calculadas en las barras del sistema a partir de la información en la Tabla 7-III. ....	49
Tabla 7-VII: Error relativo y absoluto para potencia en barras del sistema. ....	49
Tabla 7-VIII: Estado de las barras para el primer set de cargas. ....	51
Tabla 7-IX: Potencia medida en las barras para el primer set de cargas. ....	51
Tabla 7-X: Flujos de potencia calculados para el primer set de cargas. ....	52
Tabla 7-XI: Potencia calculada en barras para el primer set de cargas. ....	53
Tabla 7-XII: Error relativo y absoluto entre las potencias de barra calculadas y las medidas para el primer set de cargas. ....	54
Tabla 7-XIII: Estado de las barras del sistema eléctrico de Huatacondo. ....	55
Tabla 7-XIV: Datos medidos en el sistema eléctrico de Huatacondo. ....	55
Tabla 7-XV: Cálculo de flujo de potencia para el sistema eléctrico de Huatacondo. ....	56
Tabla 7-XVI: Error relativo porcentual entre datos medidos y datos calculados para el sistema eléctrico de Huatacondo. ....	57
Tabla 10-I: Matriz jacobiana H para el sistema de 10 barras. ....	70
Tabla 10-II: Núcleo de la matriz jacobiana H del sistema de 10 barras. ....	70
Tabla 10-III: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo sin contactores abiertos. ....	71
Tabla 10-IV: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con el contactor de la línea 5-7 abierto. ....	71
Tabla 10-V: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con los contactores de las líneas 5-7 y 3-9 abiertos. ....	72
Tabla 10-VI: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con el contactor de la línea 2-3 abierto. ....	72

Tabla 10-VII: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con el contactor de la línea 5-6 abierto. .... 72

# **1 Introducción**

## **1.1 Motivación**

Desde sus orígenes como una curiosidad matemática en la década de los 70, a su limitado uso en la década de los 80, a su utilización expandida, pero no crucial, en los años 90, los estimadores de estado han evolucionado a ser una parte importantísima, si es que no la piedra angular, de un sistema de control aplicado a un Sistema Eléctrico de Potencia (o SEP, por sus siglas) [1]. En efecto, para conocer el estado operacional de un SEP, es necesario conocer tanto el modelo de la red como la tensión fasorial en cada barra de éste. Debido a que este set de datos describe completamente el SEP, se refiere a él cómo el estado estacionario del sistema.

La operación de un sistema puede clasificarse en varios posibles estados: normal, de alerta, de emergencia, extremo y de restauración, en función de las condiciones operativas existentes [2]. El principal objetivo de los métodos de control aplicados a sistemas eléctricos de potencia es el mantener dicho SEP en el estado normal a medida que las condiciones de operación cambian durante el día. Se hace, entonces, evidente la necesidad de contar con un set de herramientas que permita establecer el estado en el que está el sistema de manera certera, y que permita levantar alarmas en el caso que la red entre en un estado diferente al normal. Esto podría hacerse situando unidades de medida en todas las barras de interés de un SEP, que den cuenta de la tensión fasorial, potencia y corriente, pero resultaría en un gran y poco eficiente gasto de recursos, además de que medir el desfase de tensión entre barras es complicado a nivel industrial. Por estas razones es que los estimadores de estado toman importancia, al poder obtener la tensión fasorial en las barras del SEP, determinando efectivamente su estado, con un número limitado de medidas.

El presente trabajo de título pretende diseñar e implementar un programa que permita ejecutar un estimador de estado adaptado para micro-redes, sin importar su topología, a fin de poder resolver la problemática planteada anteriormente. En particular, se implementará esta aplicación en el sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) de la micro-red eléctrica del pueblo de Huatacondo, proyecto desarrollado por la Universidad de Chile, a través de la iniciativa GeVi, en conjunto con la minera Doña Inés de Collahuasi. El software se ejecutará, además, en la micro-red existente en el Laboratorio de Energía y Accionamientos del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, integrándose así al conjunto de herramientas docentes disponibles para el manejo y análisis de dicho sistema.

## **1.2 Objetivos generales**

El objetivo general de este trabajo de memoria es construir un modelo de estimación de estado para micro-redes, e implementarlo en una aplicación a fin de simular con el mayor detalle posible dicho sistema, en base a medidas en pocos puntos de la red. Con esto se busca hacer un aporte al desarrollo de este tipo de soluciones, en particular las micro-redes del pueblo de Huatacondo y la del Laboratorio de Energía y Accionamientos.

### **1.3 Objetivos específicos**

Los objetivos específicos de este trabajo de memoria se expresan a continuación:

1. Desarrollar una aplicación capaz de llevar a cabo un estimador de estado para la red eléctrica de Huatacondo y la micro-red del Laboratorio de Energía y Accionamientos.
2. Determinar la cantidad máxima de puntos observables en el SEP de Huatacondo dada la ubicación de los medidores existentes.
3. Implementar un sistema de respaldo de los datos medidos y del estado estimado del sistema eléctrico de Huatacondo.

### **1.4 Alcances**

En esta memoria de título se implementa el diseño y programación del software que ejecute el estimador de estado. Se busca que este programa tenga todas las capacidades mínimas que caracterizan a cualquier aplicación que resuelva estos estimadores, además de ofrecer capacidades de archivar los datos medidos y los resultados obtenidos por él. En el diseño de la aplicación no se busca lograr que ésta sea eficiente en el uso de recursos computacionales, por lo que no se revisará que los algoritmos ideados lo sean. Esto se justifica puesto que para las micro-redes típicamente se consideran o cuentan con pocos puntos o nodos (en el capítulo 5 se muestra que para la micro-red de Huatacondo se definen 9 barras, y la del Laboratorio posee 6), por lo que suponiendo la ejecución del programa en un computador moderno<sup>1</sup>, la resolución del estimador de estado es prácticamente inmediata, al menos en la percepción de un operador humano.

Este trabajo no profundizará mayormente en las modificaciones a la red eléctrica de Huatacondo que hicieron posible su energización mediante fuentes renovables no convencionales, como el diseño de los paneles solares o el cableado de las casas.

Finalmente, pese a que los estimadores de estado son una herramienta para lograr, entre otras cosas, un sistema de control que pueda actuar sobre la red eléctrica con el objetivo de mantenerla en el estado de operación normal, no se diseñará ese sistema.

---

<sup>1</sup> Se considera un computador que cuente al menos con un procesador Pentium 4 o equivalente y 1GB de memoria RAM.

## 1.5 Estructura del trabajo

El presente trabajo posee la siguiente estructura:

- Capítulo 2 – “Antecedentes generales”: Se entregan las bases necesarias para seguir el desarrollo del trabajo de memoria, y el contexto en el que está inserto.
- Capítulo 3 – “Estimadores de estado”: Se muestra el desarrollo matemático del modelo estimador de estado basado en el método de Mínimos Cuadrados Ponderados (MCP, o WLS por sus siglas en inglés) que se implementará en el trabajo de memoria. Este capítulo, junto con el anterior, entregan la base necesaria para completar los objetivos planteados.
- Capítulo 4 – “Diseño de la aplicación que implementa el modelo estimador de estado”: Se describe la manera en que se aplican los conceptos presentados en los capítulos 2 y 3, de manera de poder desarrollar un programa que permita llevar a cabo la estimación de estado. Este capítulo es más conceptual, donde se proponen varios algoritmos.
- Capítulo 5 – “Desarrollo de la aplicación diseñada y modelación de las redes de prueba”: Se muestra la manera en que se programaron los algoritmos presentados en el capítulo 4, además de detallar el modelamiento de las redes en las que se probará el software. Este es un capítulo más aplicado, siendo pensado como una suerte de manual del usuario del programa diseñado.
- Capítulo 6 – “Validación de la aplicación”: Se prueban las diversas capacidades básicas del programa desarrollado, mediante ejemplos encontrados en la literatura.
- Capítulo 7 – “Resultados experimentales en la micro-red de prueba y ejecución del programa en Huatacondo”: Se muestra el funcionamiento del software construido tanto en la micro-red del Laboratorio de Energía y Accionamientos como en la micro-red del pueblo de Huatacondo.
- Capítulo 8 – “Conclusiones y trabajo futuro”: Se concluye con respecto al trabajo efectuado y se entregan las ideas del autor para la continuación del trabajo.
- Capítulo 9 – “Bibliografía”: Se presenta la bibliografía utilizada para el desarrollo del trabajo de memoria.

## 2 Antecedentes generales

### 2.1 El proyecto de Huatacondo

Huatacondo es un pueblo ubicado a 70 kilómetros del cruce entre las rutas 5-Norte y A-85, que pertenece a la comuna de Pozo Almonte, provincia del Tamarugal, primera región de Tarapacá. El contexto geográfico del pueblo se puede observar en la Figura 2.1. La localidad posee una población fija cercana a los 75 habitantes [3]. Esta comunidad, aislada del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) obtenía energía eléctrica a partir de un generador diesel de 150[kVA]. Previo a la puesta en marcha del proyecto, la comunidad huatacondina disponía de electricidad entre las dos de la tarde y las doce de la noche de lunes a viernes, y entre las cuatro de la tarde y doce de la noche los fines de semana. Este racionamiento se hacía debido a que el suministro de diesel para el generador era entregado por la comuna de Pozo Almonte de manera mensual y en una cantidad fija.

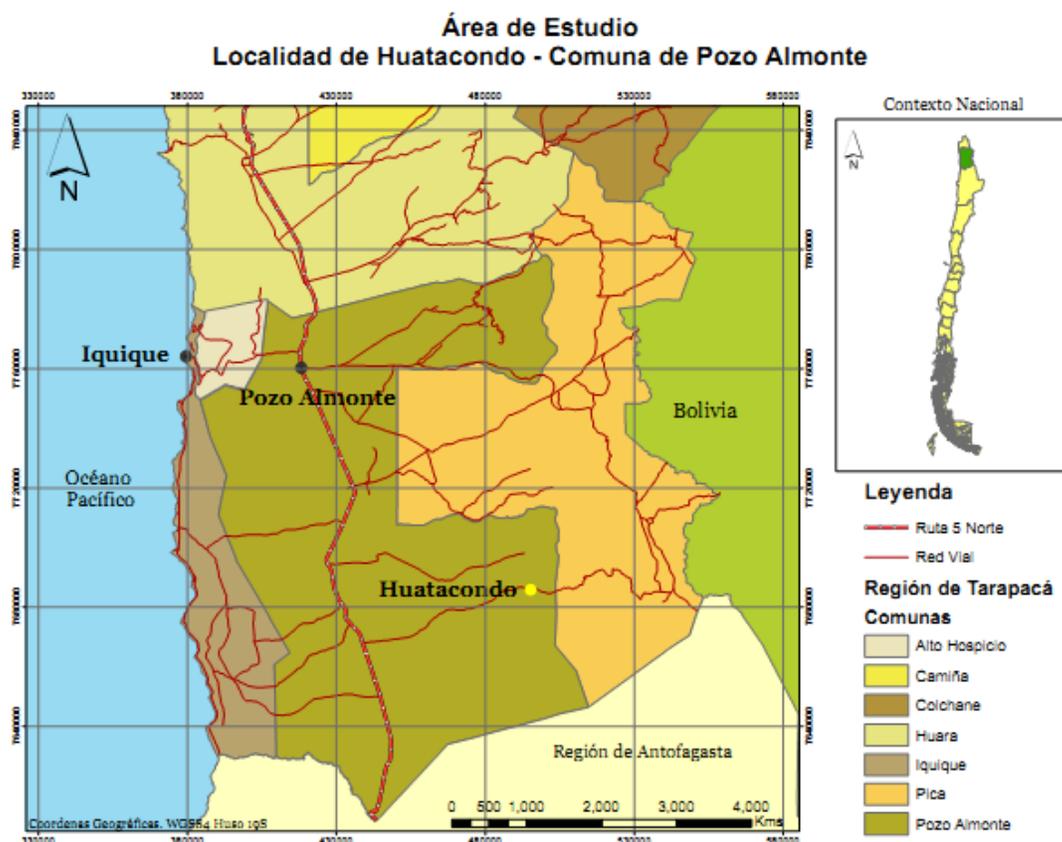


Figura 2.1: Contexto geográfico de Huatacondo (fuente Natalia Garrido).

El proyecto en el pueblo de Huatacondo, iniciativa en la cual se inserta este trabajo de memoria, tiene por objetivo mejorar el sistema eléctrico y asegurar el suministro de electricidad a la comunidad de manera continua. Para lograr este fin, se introdujeron unidades de generación distribuida a base de energías renovables no convencionales (ERNc), que complementan la generación eléctrica del sistema diesel existente, buscando

coordinar el funcionamiento de todas las fuentes de energía a fin de utilizar los recursos de la manera más eficiente y a menor costo.

Se instaló una planta fotovoltaica, un generador eólico y una conjunto de baterías, que, mediante el inversor diseñado y construido por Andrés Vargas Serrano [4], tienen la capacidad de cargarse cuando existe exceso de energía en el sistema, y de energizar la red cuando hay déficit. Se instaló, además, una red de comunicación que permite leer datos desde las diferentes unidades remotas y un servidor central. Sobre este sistema, diseñado e implementado por Pablo Weber Cornejo [3], se elabora un poco más en la sección 2.4.

Es importante notar que para el proyecto se realizó un estudio de impacto ambiental, a cargo de Natalia Garrido Echeverría [5], además de aplicarse estrategias para la intervención tecnológica en localidades rurales, basadas en el trabajo de Mariel Álvarez Cancino [6].

## 2.2 Generador virtual

Un generador virtual es un grupo de generadores distribuidos en operación conjunta, que pueden participar como un único agente en el mercado. Una operación coordinada a modo de generador virtual presenta muchas ventajas de índole económica y técnica frente a la alternativa de un control autónomo de cada generador [7]. Entre ellas destaca el aprovechamiento de las sinergias entre fuentes de energía diversas para contrarrestar la intermitencia de los energéticos primarios (en caso que estos sean no controlables), y la reducción de algunos problemas asociados a la generación distribuida (GD), tales como las congestiones. La Figura 2.2 muestra la arquitectura de comunicaciones básica para un generador virtual. Se observa un centro de control que hace de intermediario entre el conjunto de generadores y el operador de la red, con lo que el generador virtual se transforma en un único actor desde el punto de vista de la operación global [4].



Figura 2.2: Esquema generalizado de un generador virtual (fuente Andrés Vargas [4]).

## 2.3 Micro-red

Una micro-red es un sistema de energía integrado que consiste en cargas interconectadas y fuentes de energía distribuidas, que como sistema integrado puede operar en paralelo con una red mayor, o en forma aislada [8]. Los generadores utilizados en las

micro-redes típicamente se basan en recursos distribuidos renovables no convencionales, que generan energía de manera coordinada. Es necesario que estas unidades estén dotadas de interfaces de electrónica de potencia y control, a fin de que funcionen como un sistema único y se garantice la calidad del suministro eléctrico entregado. Algunas diferencias importantes entre las micro-redes y una central generadora convencional son las siguientes [9]:

- Los generadores presentes en una micro-red son de menor capacidad que los presentes en las grandes plantas.
- La energía generada a tensión de distribución puede ser directamente inyectada en redes de distribución. Esto significa que no se precisa el uso de transformadores.
- Los pequeños generadores se encuentran normalmente físicamente cercanos a los consumos, por lo que se posibilita un suministro de energía eficiente con pocas pérdidas en las líneas.

Una micro-red, cuando se encuentra operando en paralelo con una red mayor, aporta valor agregado a ésta principalmente por los siguientes factores [8]:

- Se reduce el costo de la energía y la volatilidad de precios. Esto se presenta gracias a una disminución de pérdidas y a una mayor gama de fuentes de generación disponibles.
- Mejora la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, por la mayor inteligencia de la red de distribución, la existencia de fuentes dentro de ella y la capacidad de aislarse en caso de perturbaciones externas.
- Permite manejar la intermitencia de fuentes de energía renovables gracias a la complementariedad entre diversas fuentes renovables y fósiles.
- Posibilita diferenciar nuevos servicios a los que pueden acceder los clientes, tales como una contratación de un cierto nivel de confiabilidad o calidad de suministro, o la habilitación de nuevos mercados como el de los “electrones verdes”.
- Permite ahorrar o retardar inversiones en infraestructura al mejorar el aprovechamiento de la red de distribución gracias al mayor control que se tiene sobre ella.

Las micro-redes y los generadores virtuales son aplicaciones de redes inteligentes que se relacionan entre sí y en ocasiones se traslapan. Los generadores de una micro-red pueden ser operados en forma centralizada, constituyendo un generador virtual. Asimismo, un generador virtual es capaz de alimentar una carga en forma aislada a la red, representando una micro-red.

### **2.3.1 La micro-red del pueblo de Huatacondo**

El sistema eléctrico del poblado, del que se puede ver un plano en el anexo 10.1, es esencialmente una red de distribución, con tramos principalmente trifásicos, de voltaje 380[V] fase-fase y 50[Hz], junto a algunas secciones monofásicas de 220[V] fase-neutro. En el sistema en sí, se distinguen las diversas unidades de generación instaladas, así como una carga, que corresponde a la bomba de agua instalada en la copa de agua del pueblo. De estos elementos se hablará a continuación.

### **2.3.1.1 Bomba de la planta de agua**

El poblado se abastece de afloramientos de agua en una quebrada cercana, los cuales son canalizados hacia un estanque de 32.400 litros, que es llenado mediante una bomba trifásica alimentada por un pequeño sistema fotovoltaico. En ese punto se realiza la cloración mediante una pastilla soluble que se cambia cada 7 días. Con dicho estanque en operación, el consumo total de Huatacondo bordea los 15.000 litros diarios. El sistema compuesto por bomba y panel fotovoltaico se encuentra conectado al poste P1 (ver mapa presentado en la Figura 10.1 del anexo 10.1).

### **2.3.1.2 Planta fotovoltaica principal**

La principal unidad de generación del nuevo sistema de energización sustentable de Huatacondo es una planta fotovoltaica de 22,68[kW], compuesta por 6 grupos de 14 paneles fotovoltaicos completando un área de 168[m<sup>2</sup>]. La inyección de potencia a la red eléctrica del poblado se realiza a través de tres inversores “Sunny Mini Central” 9000TL monofásicos, en una configuración estrella, en que cada uno se conecta independientemente a su propia fase si es que se cumplen las condiciones de sincronización.

Cada grupo posee 2 actuadores lineales controlados por un relé inteligente que recibe referencias de posición desde el servidor central por medio del sistema de comunicación, a partir de un modelo de la posición del sol en cada instante de tiempo. De esta forma, los paneles fotovoltaicos pueden seguir el movimiento del sol durante el día, ajustando su posición cada 15 minutos. El ángulo de altitud solar está fijo en 18°.

Desde el servidor central un operador puede conectar o desconectar esta unidad de generación a través del sistema de comunicación y control. Esta planta se encuentra conectada al poste P40 (ver mapa presentado en la Figura 10.1 del anexo 10.1).

### **2.3.1.3 Planta fotovoltaica pequeña**

Aprovechando una pequeña instalación fotovoltaica dispuesta en la planta de agua potable del pueblo, que estaba fuera de operación al inicio de este proyecto y que alimentaba directamente la bomba de agua para llenar el estanque, se instalaron 3 pequeños inversores que entregan la energía de los paneles fotovoltaicos directamente a la red trifásica de 380[V]. Para ello fue necesario modificar la red de distribución para lograr empalmar trifásicamente ese punto, y además modificar el tablero eléctrico que se encontraba en la sala de operaciones de la planta de agua potable. Esta planta se encuentra conectada al poste P1 (ver mapa presentado en la Figura 10.1 del anexo 10.1).

### **2.3.1.4 Generador eólico**

Como resultado de la prospección de viento en la localidad y la configuración de la red de distribución de Huatacondo, se instaló una turbina eólica en lo alto de una quebrada, aprovechando una conexión monofásica con la que se alimentaba solamente el teléfono del pueblo.

El aerogenerador instalado tiene una potencia nominal de 3[kW], de acuerdo a la hoja de datos del fabricante, de tipo brushless DC de 48[V]. Se conecta a un inversor que puede funcionar de forma monofásica o trifásica entregando su energía directamente a la red.

Una característica particular de Huatacondo es la existencia de una familia de cóndores que utiliza los cielos del pueblo dentro de su ruta de vuelo. Además, de acuerdo a las consultas realizadas a expertos en aves rapaces, los cóndores son aves curiosas que se acercarán a investigar cualquier nuevo objeto en su territorio habitual. Esto motivó la construcción de una estructura de protección que cubre el aerogenerador para evitar que un ave golpee las aspas en movimiento. Debido a esto último, la puesta en marcha del generador eólico se ve retrasada de acuerdo a la planificación original. Este generador se encuentra conectado al poste P48 (este poste no aparece representado en el mapa mostrado en la Figura 10.1 del anexo 10.1. Sin embargo, se ubica siguiendo la línea monofásica al sur del poste P40).

### **2.3.1.5 Grupo diesel**

El grupo motor-generador diesel que ya se encontraba en el pueblo, de potencia nominal  $150[kVA]$  y tensión nominal  $380[V]$ , debió ser reacondicionado para recibir consignas de operación, de encendido/apagado y medir todas sus variables a partir del sistema de comunicación. Para ello, debieron cambiarse los controladores de tensión y velocidad y el control central del grupo, además de realizar nuevas conexiones en los tableros antiguos para modificar la topología de conexión con la red.

La micro-red fue dimensionada de tal forma que el grupo se utilice por muy poco tiempo cada día pero maximizando la potencia generada cuando está en operación para así aumentar la vida útil del motor. Este generador está conectado al poste P24 (ver mapa presentado en la Figura 10.1 del anexo 10.1).

### **2.3.1.6 Inversor controlable**

Una componente fundamental del sistema es el inversor bidireccional que maneja la carga y descarga del banco de baterías. El inversor tiene una topología de convertidor de fuente de voltaje de una potencia nominal de  $30[kVA]$  y  $330[V]$ . Para lograr la sincronización con la red fue necesario conectar un transformador de razón  $330[V]/380[V]$ . El inversor puede detectar automáticamente desde la red eléctrica las diferencias de potencia entre el consumo y las unidades de generación, de forma de cargar o descargar el banco compuesto por 96 baterías Trojan T-105 de  $576[V]$  nominales y una capacidad de almacenamiento de energía de aproximadamente  $225[Ah]$ . Este equipo, conectado al poste P24 de la red (ver mapa presentado en la Figura 10.1 del anexo 10.1), es parte fundamental del nuevo sistema eléctrico pues es el que permite aprovechar de manera óptima la disponibilidad de los recursos renovables dada la característica aislada de la red.

## **2.4 Sistema SCADA**

La sigla SCADA significa “Supervisory Control and Data Acquisition”, y se refiere a la telemetría y toma de datos. Considera la adquisición de información a través de unidades remotas, la que se transfiere a un servidor central en donde es procesada y analizada para luego ser desplegada en pantalla y/o tomar acciones de control [10].

Estos sistemas se pueden encontrar en todas partes donde haya etapas de control. En virtud de esto, se implementan en el control de procesos industriales tales como plantas químicas, refinerías, minería, generación, transporte de energía, entre otros [11]. Al proporcionar la gestión de los datos en tiempo real, los sistemas SCADA hacen posible paradigmas de control más eficientes, seguros y económicos.

Actualmente, los sistemas SCADA utilizan “dispositivos electrónicos inteligentes”. Estos dispositivos, por lo general, son equipos programables que se pueden conectar directamente con el servidor central SCADA, además de comunicarse con otros dispositivos y ejecutar sencillas rutinas programadas. Típicamente, estas unidades cuentan con entradas y salidas análogas y digitales, capacidad de procesamiento, memoria, sistema de comunicación y control PID [12].

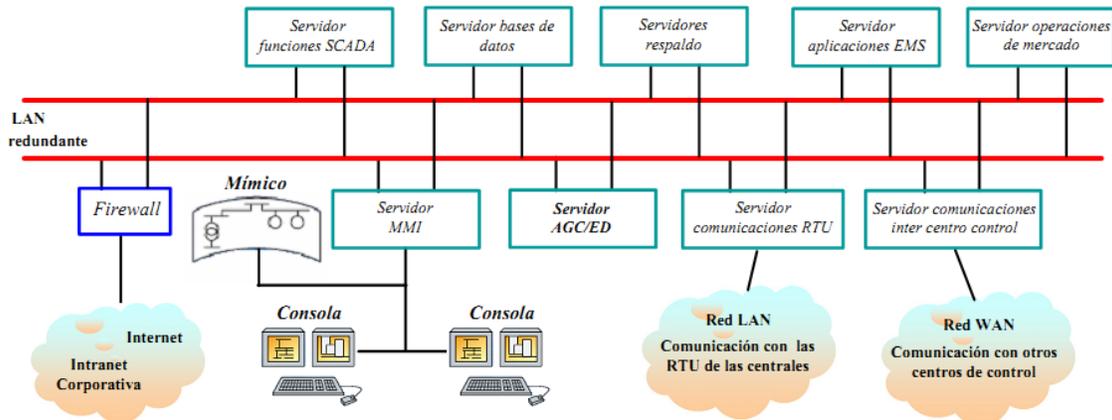


Figura 2.3: Arquitectura tipo de un sistema SCADA moderno (fuente Juan Pablo Rojas [13]).

En la Figura 2.3 se observa la arquitectura moderna de un sistema SCADA típico [13]. Este sistema tipo cuenta con diversos servidores que ofrecen ciertos servicios o capacidades, y que se comunican entre ellos mediante una red LAN en tiempo real, lo que permite el acceso a las bases de datos en un tiempo pequeño, requerido por aplicaciones críticas.

#### 2.4.1 Componentes de un sistema SCADA

Los sistemas SCADA están compuestos por los siguientes elementos [3][13].

- Operador: El encargado de monitorear remotamente el funcionamiento de la planta y ejecutar funciones de control supervisor.
- Interfaz Hombre-Máquina (HMI): La aplicación encargada de interactuar con el operador. Despliega información en forma de tablas, gráficos, esquemas, pantallas y menús.
- Unidad terminal maestra (MTU): Es la unidad central en una arquitectura maestro/esclavo (por ejemplo, un computador o un servidor). Esta unidad presenta los datos al operador mediante la interfaz hombre-máquina y envía y recibe datos hacia y desde las unidades remotas. El flujo de datos entre la MTU y las unidades remotas es discontinuo, de baja velocidad y alta latencia, por lo que generalmente los métodos de control son de lazo abierto.
- Medios de comunicación: Proveen un canal de comunicación entre la MTU y las unidades remotas. Los sistemas de comunicación pueden aplicarse a redes cableadas, fibra óptica, enlaces inalámbricos, de radio o satelitales, líneas telefónicas, microondas e Internet.
- Unidad terminal remota (RTU): Es el esclavo en una arquitectura maestro/esclavo. Envía señales de control a los actuadores y recibe señales de los sensores. Además,

censa la información de estos equipos y la envía a la MTU. A diferencia de la comunicación entre la MTU y los RTU, la velocidad de comunicación entre estos dispositivos y los equipos actuadores o sensores es alta, por lo que es posible implementar métodos de control de lazo cerrado.

### 2.4.2 Software de un sistema SCADA

Prácticamente todas las aplicaciones presentes en un sistema SCADA están alojados en la MTU. Se describen las plataformas de software a continuación [3]:

- Sistema Operativo: Este software se encarga de coordinar el hardware de la máquina y los demás programas de la MTU. Se encarga de gestionar los recursos de hardware a fin de que las aplicaciones se ejecuten de buena manera. Este software debe ser estable y confiable, a fin de cumplir los requisitos funcionales de la plataforma. Ejemplos de sistemas operativos son Windows 7, Ubuntu y Mac OS X.
- Software principal, o “Core del SCADA”: Corresponde a un paquete de programas estándar configurado para cada sistema particular. Por lo general este grupo de aplicaciones es desarrollado por los fabricantes para comunicarse con sus propios dispositivos de control, utilizando protocolos de comunicación incompatibles con desarrollos de otras compañías. Esta situación obligaba al uso de dispositivos y aplicaciones de una sola compañía en la implementación de una plataforma. No obstante, ha ganado popularidad el desarrollo de sistemas “Core SCADA” de código abierto, que permite operar con equipos fabricados por diferentes firmas.

El core del SCADA debe ser capaz de implementar las siguientes tareas, que se describen a continuación:

1. Entrada y salida: La interfaz entre la planta y los sistemas de control y monitoreo.
2. Alarmas: Gestiona alarmas mediante el monitoreo de valores y umbrales.
3. Trends: Recolecta datos para el monitoreo del sistema en función del tiempo.
4. Reportes: Genera informes a partir de los datos de la planta. Estos pueden ser periódicos, activados por el operador o gatillados por eventos definidos.
5. Visualización: Gestiona los datos monitoreados por el operador y las acciones de control solicitadas.

Para ejecutar estas tareas, el software principal se organiza en módulos de: adquisición de datos, control, almacenamiento de datos e interfaz hombre-máquina (HMI). Estos módulos se describen a continuación:

1. Módulo de adquisición de datos: Se refiere a la recepción, análisis y procesamiento de los datos de planta enviados por los RTU a la MTU. Esta información se puede desplegar en formato de gráfico, y se compara con niveles umbrales predefinidos, determinando así la activación de posibles alarmas. Estas pueden ser detectadas tanto por la MTU como por las RTU, dependiendo de sus configuraciones. La manera en que se accede a las RTU depende tanto de la topología de la red como del protocolo de comunicación utilizado. Además, esto determina si el sistema principal puede controlar activamente la red de comunicaciones o si solo se comporta como un control remoto y un centro de acopio de datos.

2. Módulo de control: Envía las señales de control desde la MTU hasta los RTU. Este envío puede ser automático o gatillado por el operador.
3. Módulo de almacenamiento de datos: Esto depende del software, hardware y configuración utilizados. Es necesario que los datos históricos de la planta puedan ser accedidos, a fin de efectuar análisis de tendencias, generar reportes y buscar fallas. En este contexto, se cobra importancia la implementación de políticas de respaldo y almacenamiento de la información historizada.
4. Módulos HMI: La interfaz HMI se compone de dispositivos de entrada y salida a fin de interactuar entre el operador y el sistema de control supervisor. Típicamente, una pantalla en donde se despliegan los datos en tiempo real cumple las funciones de dispositivo de salida. Teclado y mouse se utilizan como dispositivos de entrada, en el caso que se considere un computador convencional. Un buen diseño de la interfaz de visualización debe contar con diversos niveles que muestren la operación de la planta en tiempo real, yendo de lo más general a lo más particular. Los gráficos desplegados deben ser precisos y concisos, desplegando en pantalla toda la información importante sin saturar al operador con excesivos datos.

### 3 Estimadores de estado

La estimación de estado estática o estacionaria se refiere al procedimiento de obtener la tensión fasorial en todas las barras de un sistema en un momento dado. Esto se podría lograr mediante mediciones fasoriales muy precisas y sincronizadas, sin embargo, esta solución sería muy vulnerable a errores de los dispositivos o de comunicación. Es por esto que se utiliza un procedimiento que considera mediciones redundantes para filtrar estos errores y encontrar una estimación óptima. Las medidas tomadas normalmente son potencias y voltajes, pero también se pueden incluir otras, tales como corrientes y las anteriormente mencionadas tensiones fasoriales. El procedimiento considera toma de datos simultánea, pero esto es muy difícil de conseguir en la práctica, por lo que se tolera un cierto intervalo de tiempo entre éstas. Esto se justifica debido a que en el estado normal de operación, las condiciones del sistema varían lentamente [1].

La definición del estado del sistema usualmente incluye solo las tensiones fasoriales en régimen permanente. Esto implica que la topología de la red y sus parámetros son conocidos. Sin embargo, estas condiciones pueden cambiar en el tiempo, por varias razones, como accionamiento de contactores en líneas o cambios en la impedancia de las mismas debido a la temperatura ambiente. Es por esto que se hace necesario considerar otros dos algoritmos, que son el estimador de topología y el estimador de parámetros.

#### 3.1 Estimador de máxima verosimilitud

El objetivo del estimador de estado es determinar el estado más probable del sistema basado en las cantidades medidas. Una manera de lograr esto es mediante la estimación de máxima verosimilitud (EMV), un método muy usado en estadística [1]. Se asume que los datos medidos contienen un error que sigue una distribución conocida con parámetros desconocidos, lo que justifica, por ejemplo, el hecho que el módulo del voltaje fasor sea considerada una variable de estado, siendo que puede ser medida fácilmente mediante algún dispositivo. La función de probabilidad conjunta de todos los datos puede ser entonces expresada en términos de estos parámetros y se conoce como la función de verosimilitud, y toma su valor máximo cuando se eligen los parámetros lo más cercano posible a sus valores reales. Así, un problema de optimización se puede plantear con el propósito de maximizar la función de verosimilitud con respecto a estos parámetros desconocidos. La solución dará el EMV para los parámetros de interés.

Se supone comúnmente que los errores de las mediciones siguen una distribución normal o Gaussiana, y que sus parámetros son su media  $\mu$  y su varianza  $\sigma^2$ . Se resuelve, entonces, el problema del EMV para estos dos parámetros.

#### La función de verosimilitud

Considérese la densidad de probabilidad conjunta que representa la probabilidad de medir  $m$  cantidades independientes, cada una con la misma distribución Gaussiana. La densidad de probabilidad conjunta puede ser expresada como el producto de las distribuciones individuales si se considera que las cantidades medidas son independientes una de otra.

$$f_m(z) = \prod_{i=1}^m f(z_i)$$

donde  $z_i$  es la  $i$ -ésima medida, y  $z^T = [z_1, \dots, z_m]$ .

La función  $f_m$  se conoce como la función de verosimilitud para  $z$ , siendo este el vector que contiene los datos tomados. En esencia, es una medida de la probabilidad de observar un conjunto particular de mediciones en el vector  $z$ .

El objetivo del EMV es maximizar esta función de verosimilitud variando los parámetros supuestos (su media  $\mu$  y la desviación estándar  $\sigma$ ) de la distribución de probabilidad. Para determinar los valores óptimos de estos parámetros, la función normalmente se reemplaza por su logaritmo, para simplificar el procedimiento de optimización. Esta función modificada se conoce como función log-verosimilitud,  $\zeta$ , y está dada por:

$$\begin{aligned}\zeta &= \log(f_m(z)) = \log\left(\prod_{i=1}^m f(z_i)\right) = \sum_{i=1}^m \log(f(z_i)) \\ &= -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left[ \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 \right] - \frac{m}{2} \log(2\pi) - \sum_{i=1}^m \log(\sigma_i)\end{aligned}$$

El EMV maximizará la función de verosimilitud (o log-verosimilitud) para un conjunto dado de mediciones  $z_1, z_2, \dots, z_m$ . Así, se puede obtener resolviendo el siguiente problema.

$$\begin{aligned}&\text{Maximizar } \log(f_m(z)) \\ &\text{O bien} \\ &\text{Minimizar } \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2\end{aligned}$$

Este problema de minimización se puede re-describir en términos del residuo  $r_i$  de la medida  $i$ , que se define como

$$r_i = z_i - \mu_i = z_i - E(z_i)$$

Donde la media  $\mu_i$ , o su esperanza  $E(z_i)$  se pueden expresar como  $h_i(x)$ , una función no lineal que relaciona el vector de estado del sistema  $x$  con la  $i$ -ésima medida  $z_i$ . El cuadrado de cada residuo  $r_i^2$  tiene su ponderación dada por  $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$ , que es inversamente proporcional a la varianza supuesta para esa medida. Así, el problema de minimización presentado anteriormente es equivalente a minimizar la suma ponderada del cuadrado de los residuos, o resolver la siguiente optimización para el vector de estado  $x$ .

$$\begin{aligned}&\text{Minimizar } \sum_{i=1}^m W_{ii} * r_i^2 \\ &\text{Sujeto a } z_i = h_i(x) + r_i\end{aligned}$$

La solución para el problema propuesto se llama el estimador de mínimos cuadrados ponderados (MCP, o WLS por sus siglas en inglés) para  $x$ .

## Modelo de mediciones y suposiciones

Considérese el set de mediciones dado por el vector  $z$ :

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h' + e$$

Donde:

- $h_i(x_1, \dots, x_n)$  es la función no lineal que relaciona la medición  $i$ -ésima con el vector de estado  $x$ .
- $x^T = [x_1, \dots, x_n]$  es el vector de estado.
- $e^T = [e, \dots, e_n]$  es el vector de errores de medida.

Las siguientes suposiciones se hacen comúnmente, con respecto a las propiedades estadísticas de los errores de medida:

- $E(e_i) = 0, \forall i = 1, \dots, m$
- Los errores de medida son independientes, por lo tanto,  $cov(e) = E(e * e^T) = R = diag\{\sigma_1^2, \dots, \sigma_m^2\}$

La desviación estándar  $\sigma_i$  de cada medida se calcula para reflejar la precisión esperada del dispositivo de medición correspondiente utilizado.

El estimador MCP minimizará la siguiente función objetivo [1][14]:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T * R^{-1} * [z - h(x)]$$

Donde  $R^{-1}$  es la matriz de pesos  $W$ , una matriz diagonal donde sus elementos son las ponderaciones  $w_{ii}$  para la medida  $i$ . La función de residuos  $J(x)$  resultante puede interpretarse como un índice de cuanto se ajustan las medidas disponibles al estado del sistema calculado. Para entenderlo de manera intuitiva, grandes valores de  $J(x)$  indicarán que las medidas no son consistentes entre sí [14]. En el mínimo, las condiciones de optimalidad de primer orden se deben cumplir. Estas pueden ser expresadas en su forma compacta como sigue:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x) * W * [z - h(x)] = 0$$

Donde  $H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$

Esta expresión resultante  $g(x)$  describe un sistema de  $n$  ecuaciones no lineales, cuya solución no puede ser encontrada de manera directa. Se debe utilizar, entonces, un método iterativo para resolver el sistema, siendo el más eficaz el de Newton-Rhapson, el cual se aproxima cuadráticamente a la solución a partir de aproximaciones de primer orden de las funciones no lineales involucradas [14].

Se tiene que la expansión en series de Taylor de una función cualquiera  $f(x)$  en torno a un punto  $x^k$  se muestra a continuación:

$$f(x) = 0$$

$$f(x) \cong f(x^k) + \frac{\partial f(x^k)}{\partial x} (x - x^k) = 0$$

Aplicando esto para la expresión  $g(x)$  en torno al vector de estado  $x^k$ , se tiene lo siguiente:

$$g(x) \cong g(x^k) + \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} (x - x^k) = 0$$

En términos concretos, esta expansión de Taylor se puede escribir de la siguiente manera [1]:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} * g(x^k)$$

k = índice de la iteración  
 $x^k$  = solución de la iteración k

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ -H^T(x^k) * W * (z - h(x^k)) \right] = H^T(x^k) * W * H(x^k)$$

G se conoce como la matriz de ganancia, la que es dispersa o rala (esto es, la mayor parte de sus elementos son ceros), definida positiva y simétrica, siempre que el sistema sea completamente observable. El vector de estado x se actualiza, entonces, resolviendo el siguiente set de ecuaciones lineales en cada iteración k:

$$\Delta x^{k+1} = G^{-1}(x^k) * H^T(x^k) * W * [z - h(x^k)]$$

Dónde  $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$ . El set de expresiones resultantes de estas dos definiciones se conoce como las Ecuaciones Normales.

### Algoritmo de estimación de estado MCP

El estimador de estado MCP encuentra la solución a las ecuaciones normales presentadas anteriormente. La iteración comienza suponiendo el valor del vector de estado  $x^0$ . Normalmente, para el problema de resolver el flujo de potencia en un SEP, se considera el perfil plano, donde todos los voltajes se asumen 1[p.u.] y en fase unos con otros (es decir, con ángulo 0°). La solución iterativa para el estimador de estado MCP se muestra en la Figura 3.1.

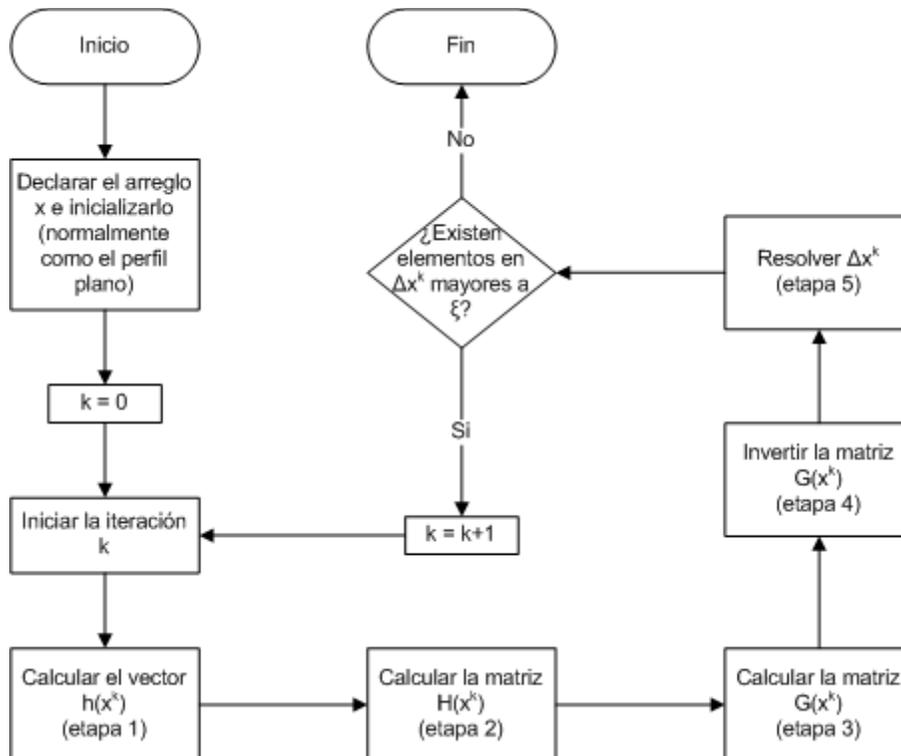


Figura 3.1: Diagrama de flujo para el algoritmo estimador de estado MCP (elaboración propia).

El algoritmo presentado en la Figura 3.1 involucra los siguientes cálculos en cada iteración  $k$ :

1. Calcular la función de medidas  $h(x^k)$  (etapa 1 en la Figura 3.1)
2. Construir la matriz jacobiana  $H(x^k)$  (etapa 2 en la Figura 3.1)
3. Expresar la matriz de ganancia  $G(x^k)$  (etapa 3 en la Figura 3.1)
4. Descomponer  $G(x^k)$  en sus factores de Cholesky, o invertirla (etapa 4 en la Figura 3.1)
5. Realizar reemplazos para encontrar  $\Delta x^{k+1}$  (etapa 5 en la Figura 3.1)

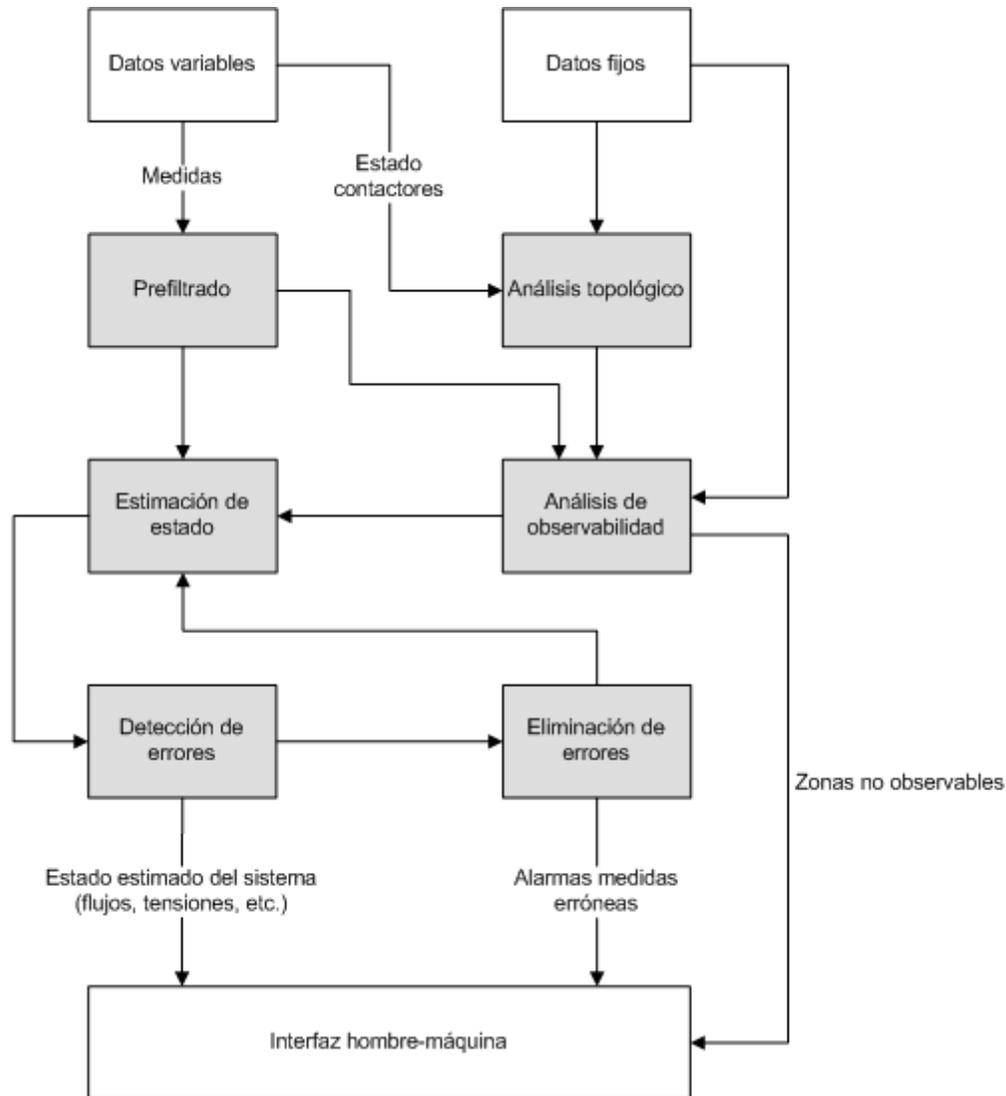
### 3.2 Procedimiento para la construcción de un estimador de estado

Habiendo definido el problema de resolver un estimador de estado MCP de forma matemática, se plantea la metodología que se utilizará a fin de integrar este algoritmo en un sistema SCADA. El algoritmo básico se detalla a continuación:

1. Pre filtrado de medidas: Se deben descartar las medidas claramente erróneas. Una manera de lograr esto sería asignar un peso  $w_{ii}$  muy bajo a dicho dato en la matriz de pesos  $W$  en el estimador de estado, pero si se tienen suficientes medidas erróneas, es posible que el algoritmo no converja si se utiliza este método, por lo que es mejor desestimar dichas mediciones.
2. Análisis topológico: Se debe obtener el modelo de la red, conocido el estado de interruptores y seccionadores. Si no se efectúa esta etapa, es posible que el estimador de estado converja a un resultado erróneo.

3. Análisis de observabilidad: Determinar la disponibilidad de medidas para obtener una estimación total o parcial de las variables de estado de una red.
4. Estimación de estado: Encontrar el estado más probable del sistema.
5. Procesador de medidas erróneas: Detectar e identificar la existencia de posibles errores en las medidas.

Al realizar estos cinco pasos, es posible entregar la información del estado del sistema al operador mediante la interfaz hombre-máquina. Un diagrama de este procedimiento se puede observar en la Figura 3.2.



**Figura 3.2: Diagrama de flujo para un estimador de estado orientado a sistemas SCADA (adaptado de A.J. Conejo [15]).**

A continuación, se detallan dos etapas de las mostradas en la Figura 3.2, que requieren presentar ciertos antecedentes matemáticos: la detección y eliminación de errores, y el análisis de observabilidad.

### 3.2.1 Detección y eliminación de errores

#### Filtrado de mediciones erróneas

Una de las funciones esenciales de un estimador de estado es la de detectar errores de medición, e identificarlos y eliminarlos, de ser posible. Estos errores pueden existir por una serie de razones, tales como que un RTU tiene una precisión finita, o fallos en el medio de comunicación. Si se tienen suficientes medidas redundantes, es posible filtrar estos errores [1]. En este punto es necesario considerar la naturaleza de los datos que se toman a fin de llevar a cabo una estimación de estado.

Los sistemas eléctricos de potencia pueden contener varios tipos de mediciones distribuidas sin patrón topológico aparente. Estos datos exhibirán diversas propiedades, y afectarán el resultado de la estimación de estado de acuerdo a esto, dependiendo no solo de su valor, sino también de su ubicación. Por lo tanto, pueden pertenecer a una o más de las siguientes categorías [1]:

- Medidas críticas: Son aquellas cuya eliminación del set de datos resultarán en un sistema no observable.
- Medidas redundantes: Son aquellas que no son críticas.
- Par crítico: Dos medidas redundantes cuya remoción simultánea del vector  $z$  hará que el sistema sea no observable.
- N-tupla crítica: una n-tupla redundante contiene n medidas redundantes, donde la eliminación de todas ellas causará que el sistema se vuelva no observable. Ninguno de estos datos pertenece a una tupla de menor orden. Las columnas de la matriz de covarianza residual  $\Omega$  correspondientes a los miembros de una n-tupla crítica serán linealmente dependientes.

Existen ciertos errores que se pueden detectar fácilmente, tales como voltajes negativos, datos con varios órdenes de diferencia con respecto los valores esperados, pero lamentablemente no todos los errores son tan obvios, por lo que se requiere una herramienta que los pueda detectar. Esta herramienta es el test  $\chi^2$ , que se describirá a continuación.

#### El test chi cuadrado y su uso para detectar errores

Como se estableció en el capítulo 3.1, fundamentalmente el estimador de estado es un problema de minimización para la función  $J(x)$ , por lo que al final de la iteración se obtendrá un valor para ella. El test  $\chi^2$  se aplica, entonces, fijando una probabilidad  $\alpha$ , y, como se tiene que  $J(x)$  es una  $\chi^2$  con  $K$  grados de libertad (donde  $K = m - n$ , es decir, la cantidad de medidas redundantes), puede determinarse  $t_j$  tal que se cumpla la siguiente probabilidad [1]:

$$P(J(x) > t_j) = \alpha$$

Si resulta que el valor de  $J(x)$  obtenido es menor a  $t_j$ , se puede establecer que no existen mediciones erróneas con un nivel de certidumbre  $1 - \alpha$ . A fin de determinar estos valores, se utiliza una tabla, que entrega el valor de  $t_j$  para una dupla  $(J(x), \alpha)$  dada.

Si se tuviera que existen medidas erróneas con una probabilidad  $1 - \alpha$  (es decir, el valor de  $J(x)$  obtenido es mayor a  $t_j$  para ese  $\alpha$ ), es necesario verificar que datos son los que están errados. Para lograr esto, se utiliza un método basado en dos propiedades de los estimadores MCP, que se cumplen cuando todas las mediciones tienen una distribución Gaussiana:

- El escalar  $J(x)$  sigue una distribución  $\chi^2$  de  $K = m - n$  grados de libertad.
- Los residuos  $r = z - h(x)$  siguen una distribución  $N(0, \Omega)$ , donde  $\Omega$  es la matriz de covarianzas:

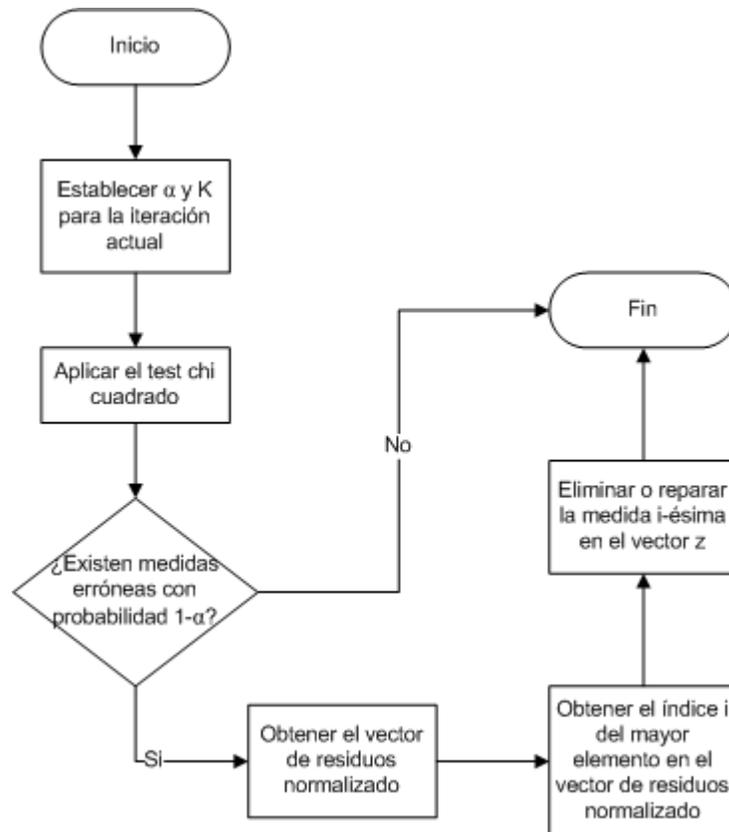
$$\Omega = W^{-1} - H(x) * (H(x)^T * W * H(x))^{-1} * H(x)^T$$

$$\Omega = W^{-1} - H(x) * G(x)^{-1} * H(x)^T$$

Por lo tanto, los residuos normalizados  $r_i^N$  son  $N(0,1)$ , donde

$$r_i^N = \frac{r_i}{\sqrt{\Omega_{ii}}}, \forall i = 1, \dots, m$$

Si existe una sola medida errónea, esta provocará el mayor residuo normalizado en valor absoluto. Este resultado es válido también para múltiples medidas erróneas, siempre que la interacción entre ellas sea despreciable.



**Figura 3.3: Algoritmo para la detección de información errónea (elaboración propia).**

El diagrama de flujo del algoritmo para detectar medidas erróneas se muestra en la Figura 3.3. Es interesante notar que, para detectar posibles medidas erróneas, es necesario

resolver por lo menos una vez el estimador de estado, por lo que, si se detecta que existen mediciones con error, será necesario volver a resolver el problema desestimando la información errónea, lo que puede encarecer computacionalmente la ejecución del estimador de estado. Si es que se detecta que existe información equivocada, su identificación se puede obtener procesando un poco más los residuos. A continuación, se mostrará un método para lograr esto.

### Test del residuo normalizado máximo

Las propiedades de los residuos normalizados para un solo dato erróneo se pueden utilizar para crear un test para identificar y eliminar mediciones incorrectas. Esta prueba se conoce como Test del residuo normalizado  $r_{max}^N$  máximo, y se compone de los siguientes pasos [1]:

1. Resolver el estimador MCP y obtener los elementos del vector residual

$$r_i = z_i - h_i(x), \forall i = 1, \dots, m$$

2. Calcular los residuos normalizados

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}}, \forall i = 1, \dots, m$$

3. Encontrar  $r_k^N$  tal que cumple

$$r_k^N = \max(r_1^N, \dots, r_m^N)$$

4. Si  $r_k^N > c$ , entonces la medida k-ésima será la supuestamente errónea. Si no, parar, puesto que no existen datos presuntamente equivocados. En este paso,  $c$  es un umbral de identificación dado, por ejemplo  $c = 3$ .
5. Eliminar el dato k-ésimo e ir al paso 1.

Un problema que tiene este test es que puede requerir varios ciclos de identificación y eliminación, y cada ciclo requiere dos etapas costosas computacionalmente:

- Calcular los residuos normalizados, que se logra utilizando los elementos de la diagonal de la matriz  $\Omega$  (dicha matriz no se usa en el estimador MCP si es que no se tienen datos erróneos).
- Se deben eliminar datos sospechosos de a uno a la vez, y luego repetir todo el proceso (incluyendo la resolución del estimador MCP).

Una vez que se identifican los datos errados, puede ser posible corregirlos sin eliminarlos totalmente del conjunto de mediciones. Para esto, se intentará restar el error estimado de la medida incorrecta como se detalla a continuación.

Se asume que todos los datos son correctos a excepción de la i-ésima medición, la que puede ser escrita como

$$z_i^{verdadero} + e_i = z_i^{errado}$$

Donde  $z_i^{errado}$  es el valor medido,  $z_i^{verdadero}$  es el valor verdadero y  $e_i$  es el error neto asociado a la i-ésima medición. Es posible aproximar el error  $e_i$  mediante la siguiente expresión

$$z_i^{verdadero} \approx z_i^{errado} - \frac{(W^{-1})_{ii}}{\Omega_{ii}} r_i^{errado} = z_i^{errado} - \frac{(W^{-1})_{ii}}{\Omega_{ii}} (z_i^{errado} - h_i(\hat{x}))$$

El estimador de estado puede ser re-calculado luego de corregir el dato equivocado con la aproximación anterior. Los resultados de esta estimación entregarán aproximadamente los mismos resultados que se hubiesen obtenido si el dato se hubiese eliminado completamente. Excepciones a este caso existen cuando el modelo de sensibilidad lineal residual fracasa en aproximar apropiadamente los cambios en los residuos para errores grandes. Tales casos necesitan correcciones iterativas para minimizar el error por aproximación.

### 3.2.2 Observabilidad de un sistema

Dentro del proceso de estimación de estado de un sistema, una de las funciones que hay que llevar a cabo es la determinación de la disponibilidad de medidas para obtener una estimación total (o parcial) de la red. Si del resultado del análisis se llega a que nuestro sistema es observable, quiere decir que existen suficientes medidas para estimar a partir de ellas todas las variables de estado (las cuales corresponden a  $V$  y  $\theta$  en este trabajo). De modo contrario, existirán en la red barras en las que no es posible estimar todas estas variables. En pocas palabras, entonces, se dice que un sistema es observable cuando su vector de estado  $x$  puede ser totalmente determinado a partir del conjunto de mediciones disponibles.

Si suponemos que se tienen  $n$  variables de estado y  $m$  mediciones linealmente independientes, se dan tres casos:

- $m < n$ : el sistema es directamente no observable.
- $m = n$ : no existe redundancia.
- $m > n$ : hay  $m - n$  medidas redundantes.

Para el segundo y tercer caso el sistema puede ser o no observable, dependiendo de las medidas disponibles y la topología del SEP.

En casos concretos, un sistema se puede convertir en observable, mediante el uso de “pseudomedidas”. Estas pueden venir de:

- Valores de estimaciones anteriores. Si se supone que el estado del sistema cambia lentamente, es posible pensar que el módulo de la tensión en una barra dada en el tiempo  $t+1$  será muy similar a la tensión en esa barra en el tiempo  $t$ .
- Valores no medidos, pero conocidos. Si en el sistema se tienen barras de tránsito, es decir, que no consumen potencia aparente, se puede agregar a la lista de medidas datos nulos de  $P$  y  $Q$  asignándole un peso razonablemente alto.
- Valores inventados pero coherentes (por ejemplo,  $V=1$ ). Esto siempre es posible, sin embargo, el problema es asignar el peso adecuado a esta medida inventada.

Si no fuera posible conseguir un sistema completamente observable, se pueden identificar las partes de la red eléctrica cuyo estado puede ser estimado de manera independiente del resto del sistema a partir de las mediciones disponibles, tomando el ángulo de la tensión en uno de sus nodos como referencia (es decir, imponer que el ángulo es nulo), en lo que en la literatura se conoce como “islas observables” [14].

### 3.2.3 Procedimiento para determinar observabilidad

Partiendo de un sistema con  $N$  nudos (por ende,  $n = 2N - 1$  variables de estado) y  $m$  mediciones disponibles, se tiene lo siguiente:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix}, h(x) = \begin{bmatrix} h_1(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix}, H(x) = \nabla_x h(x)$$

Para el análisis de observabilidad, se puede decir que  $h(x) = z$ . Además, si un sistema es observable siendo no lineal, lo seguirá siendo al linealizarlo. Haciendo esto, se tiene que:

$$H * x = z$$

Siendo este un sistema de ecuaciones lineales. La solución general de esto tiene la siguiente forma:

$$x = x_p + N * \rho$$

Donde  $x_p$  es una solución particular,  $N$  es el núcleo de la matriz del sistema y  $\rho$  es un vector de coeficientes. De esta expresión, se deduce que para que la solución sea única, el núcleo debe ser cero. Si esto ocurre, la solución es la particular y el sistema es observable. Así, el algoritmo propuesto para determinar observabilidad es el siguiente:

1. Obtener la matriz  $H(x)$ , que corresponde a la jacobiana de  $h(x)$  para el sistema linealizado en torno a un punto de funcionamiento. Esto será directamente  $H(x)$  evaluado en dicho punto. Dado que el análisis de observabilidad es previo a la estimación de estado, no se conoce el punto de funcionamiento. Para evaluar  $H(x)$  se pueden utilizar dos opciones:
  - Usar el perfil plano de tensiones, es decir  $V_i = 1, \theta_i = 0 \forall i = 1, \dots, m$ . Esto puede no ser conveniente, pues provoca pérdida de información en la matriz jacobiana, afectando al análisis de la observabilidad.
  - Usar valores diferentes del perfil plano, pero coherentes.
2. Calcular el núcleo  $N$  de la matriz del sistema  $H$ .
3. Comprobar por columnas  $N^T$ . Se pueden dar dos casos:
  - La columna contiene solo ceros  $\rightarrow$  la variable es observable.
  - La columna no contiene solo ceros  $\rightarrow$  la variable no es observable.

En caso que la matriz  $N$  sea nula, el sistema es observable. Si es que el sistema fuera no observable, puede ocurrir que el estimador de estado no logrará converger a una solución.

## 4 Diseño de la aplicación que implementa el modelo estimador de estado

### 4.1 Algoritmo de la aplicación

#### 4.1.1 Algoritmo general

Habiendo planteado el estimador de estado MCP en forma matemática en el capítulo 3, se define la metodología para integrar este algoritmo en un sistema SCADA. El algoritmo básico que se propone se presenta en la Figura 4.1:

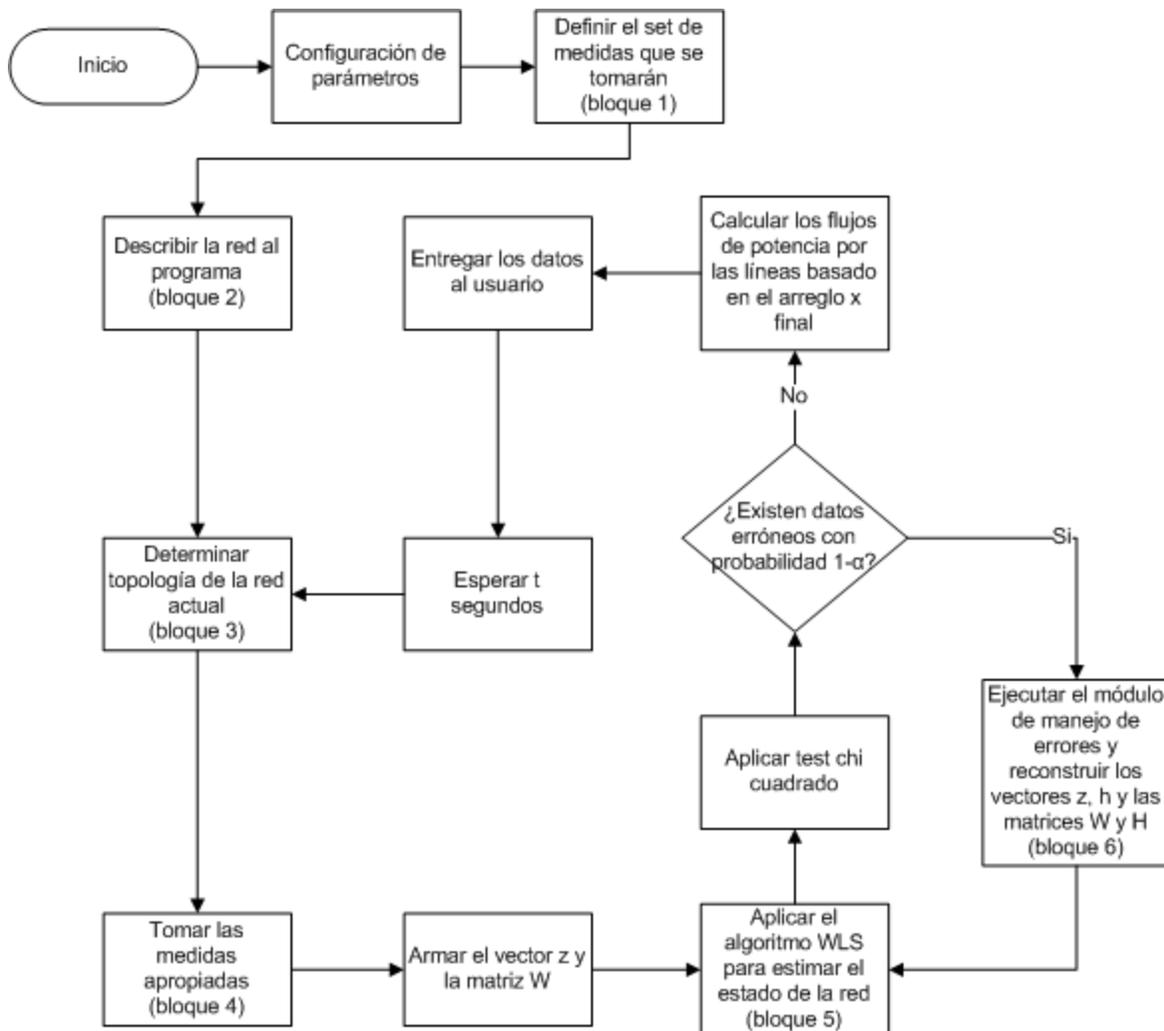


Figura 4.1: Diagrama de flujo general para el programa diseñado (elaboración propia).

En esta figura se pueden distinguir varios bloques principales, los cuales se explicarán a continuación.

#### 4.1.2 Bloque Configuración de parámetros

En este bloque se entregan parámetros básicos para asegurar el funcionamiento deseado de la aplicación, tales potencia base y voltaje base ( $S_B$ ,  $V_B$ ), máximo de iteraciones

del algoritmo estimador de estado (a fin de evitar divergencias que puedan “colgar” al programa) y error máximo admitido para el algoritmo (a fin de detener la iteración). Este bloque se muestra en detalle en el capítulo 5.1.2.1.

### 4.1.3 Definición del set de medidas a tomar (bloque 1)

Este bloque requiere un archivo CSV (comma-separated values) que indique las medidas de las que se dispone a fin de armar el vector  $z$ . Se eligió este tipo de archivos debido a su facilidad de lectura y escritura, además de ser soportado por las principales aplicaciones de manejo de hojas de cálculo (Microsoft Excel, OpenOffice.org Calc y LibreOffice Calc, por nombrar tres), lo que posibilita una sencilla edición de los mismos por parte del usuario de la aplicación. Además, el uso de estos archivos posibilita que se considere un número arbitrario de datos. Una desventaja de este sistema es que el fichero CSV debe estar en un formato bien específico, y cualquier error puede resultar en un funcionamiento inapropiado del programa, o un error de ejecución de este.

El archivo CSV especifica las variables eléctricas involucradas en la modelación de dicha red, asociadas a cargas o generadores y voltajes de barra, y su formato es el siguiente:

*Elemento, Tag, Tipo, Barra origen, Barra destino, Escala, Considerar medida*

- La columna *Elemento* hace la distinción entre que si la línea actual define una carga, un generador, un flujo de potencia o el voltaje de una barra. En el caso de que la línea describa una carga, un generador o un flujo de potencia, se debe entregar también un número identificador único de dicho elemento, por ejemplo, “Carga c”, “Generador g” o “Flujo f”.
- La columna *Tag* especifica el registro del OPCServer en el cual se puede consultar la medida asociada a la columna *Tipo* para el elemento actual. Más detalles sobre el servidor OPC y los tags se pueden encontrar en la sección 4.1.6.
- La columna *Tipo* describe que tipo de medida retorna el registro asociado a la columna *Tag*. Esto puede ser potencia activa (P), potencia reactiva (Q), factor de potencia (FP) o corriente (I) en el caso de que el elemento sea una carga o un generador, voltaje (V) en el caso que el elemento sea una barra, o, si el elemento resulta ser un flujo de potencia, si es flujo de potencia activa (flujoP) o flujo de potencia reactiva (flujoQ).
- La columna *Barra origen* define el índice de la barra a la cual está asociada la carga o generador, la barra que se refiere la medición de voltaje obtenida por el tag de consulta, o la barra en la que se origina el flujo de potencia medido.
- La columna *Barra destino* solo tiene sentido en caso que el elemento descrito sea un flujo de potencia. Evidentemente, esta columna define el índice de la barra a la que llega el flujo de potencia medido. Para todos los otros elementos posibles, esta columna es irrelevante, por lo que es posible dejarla vacía.
- La columna *Escala* define la potencia de 10 por la que se debe multiplicar el resultado retornado por el servidor OPC para que el resultado final quede en unidades de  $[kW]$  o  $[kVAr]$  en el caso de medir potencia activa, potencia reactiva o flujos de potencia,  $[A]$  en el caso de la corriente, un número entre 0 y 1 en el caso del factor de potencia y  $[V]$  en el caso del voltaje. Esta columna se incluyó para

manejar el caso en que el servidor OPC no pueda devolver números reales, sino que solo enteros.

- La columna *Considerar medida* determina si es que la información contenida en la línea actual debe ser considerada o no para el algoritmo. Esta columna se incluyó considerando el caso en que una unidad de medida pueda fallar y deba ser sacada de servicio sin modificar mucho el archivo.

#### 4.1.4 Descripción de la red al programa (bloque 2)

La aplicación diseñada requiere que el usuario describa la red sobre la cual se ejecutará el estimador de estado. Esto se hace a partir otro archivo CSV, que describe la topología de la red en sí. El formato del archivo es el siguiente.

*Id línea, Barra origen, Barra destino, R total de la línea*[ $\Omega$ ], *X total de la línea*[ $\Omega$ ]

Con este archivo se construye la matriz de admitancias para la red base (esto es, sin considerar posibles seccionadores de red que puedan poner o sacar de servicio ciertas líneas, modificando así la topología de la red de forma dinámica). Cabe mencionar que la resistencia y la reactancia de la línea que se consideran son las totales y en unidades físicas, por lo que el usuario deberá calcularlas si es que se tienen estos datos en [ $\Omega/m$ ] y la longitud de la línea. La columna *Id línea* existe considerando el caso que entre una misma barra de origen y destino pudiera existir más de un circuito.

Se considera la existencia de un archivo CSV adicional, de carácter opcional, que detalla los seccionadores de red que pudieran existir en las líneas del SEP. Si es que este archivo no existe, se asume que ninguna línea posee seccionadores y que la topología de la red será siempre fija. El formato de este archivo se muestra a continuación.

*Id línea, Tag*

La columna *Id línea* especifica la línea a la que está asociada el seccionador, y la columna *Tag* define el registro del servidor OPC en el cual se puede determinar si el seccionador de red está abierto o cerrado.

#### 4.1.5 Determinación de la topología actual de la red (bloque 3)

Antes de iniciar el algoritmo estimador de estado, se hace necesario ejecutar un estimador de topología, a fin de determinar la topología de la red real con la que se trabajará. Esto toma en consideración que pueden existir líneas que posean contactores, que las pueden poner o sacar de servicio, luego, el estado de dichos interruptores se considera como entrada, así como la topología básica obtenida por el proceso descrito en la sección 4.1.4. Dado que el proceso puede ser costoso computacionalmente, sólo se ejecuta si es que se detecta que el estado de los contactores ha cambiado desde la resolución anterior del estimador de estado.

La entrada del algoritmo es la matriz de admitancia que se construye considerando todas las líneas en servicio del SEP, y el estado de los seccionadores de red. Existe la posibilidad de que, al haber contactores abiertos, partes del sistema eléctrico queden aisladas de cualquier generador capaz de imponer frecuencia, por lo que es necesario revisar si existen barras que ya no estén conectadas al sistema, cuales son estas y

eliminarlas del mismo. Para lograr esto, se recalcula la matriz de admitancia tomando en consideración el estado actual de los contactores, y luego, mediante esta matriz y conociendo las barras del sistema que poseen generadores, se construye el sistema eléctrico actual. El detalle de este proceso se explicita en el anexo 0.

#### **4.1.6 Toma de medidas para el algoritmo (bloque 4)**

En este bloque se entrega a la MTU del sistema SCADA la lista de datos que se quieren obtener, a fin de armar tanto el vector  $z$  como la matriz de pesos  $W$  para el sistema actual. En el caso de este trabajo, la MTU contiene un software conocido como el servidor OPC, que es finalmente el encargado de recuperar la información de las RTU. La manera que tiene este servidor de comunicarse con las RTU es mediante registros. La cadena literal que tiene la ruta de acceso a un registro particular se conoce como “tag” de ese registro. Por ejemplo, un “tag” podría ser “RTU1.Mediciones.VoltajeFF” con respecto a un registro que guarde el voltaje fase-fase en un punto de la red.

Una vez explicado esto, se puede entender un poco mejor el presente bloque. La función de este es tomar una lista de “tags” apropiada y obtener, mediante el servidor OPC, las mediciones asociadas a ellos, además de sus “timestamps”, esto es, la fecha y hora en la que se tomó cada dato, y sus calidades, una cadena literal que ofrece información sobre el estado de la red de comunicaciones. Por ejemplo, un dato con calidad “good” implica que el servidor OPC pudo comunicarse exitosamente con la RTU, mientras que uno con calidad “badcommfailure” indicará que la comunicación falló. En este caso, el servidor OPC devolverá el último dato recibido con calidad “good”. Es necesario notar que la calidad de una medición no implica nada con respecto a la calidad del proceso de mensura en sí mismo, por lo que un dato con calidad “good” no necesariamente garantiza que la medida esté numéricamente correcta.

La lista de “tags” se debe construir considerando la topología actual de la red, pues no tiene sentido intentar medir el voltaje, por ejemplo, de una barra que no pertenezca al sistema actual, pues no entregará información relevante para la resolución del estimador de estado. El diagrama de flujo de este bloque se muestra en el anexo 10.3.

#### **4.1.7 Aplicación del algoritmo MCP o WLS para resolver el estimador de estado (bloque 5)**

Una vez obtenidas todas las medidas pre filtradas, se procede a construir el vector  $z$ , de dimensión  $m$ . En el presente trabajo, este vector se construye poniendo en primer lugar las  $mv$  medidas de voltaje en barras, luego las  $mp$  medidas de potencia activa total en las barras, seguido por las  $mq$  medidas de potencia reactiva total en las barras, a continuación las  $mfp$  medidas de flujo de potencia activa y finalmente los  $mfq$  datos de flujo de potencia reactiva, tal que  $mv + mp + mq + mfp + mfq = m$ . Luego, se construye el vector  $h$ , de dimensión  $m$ , que relaciona las medidas contenidas en el vector  $z$  con las variables de estado mediante expresiones algebraicas conocidas. Finalmente, se declara la matriz  $H$ , que cumple  $H = \nabla h(x)$ , con  $x$  el vector de variables de estado. Con estas tres variables expresadas, se itera como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 4.2, basado en el desarrollo presentado en el capítulo 3. Es importante notar que, en el análisis de observabilidad, existe una interacción entre este bloque y el bloque de filtrado y manejo de errores. Específicamente, esta interacción es que si el sistema es no observable debido a

un dato que se descartó previamente, es necesario recuperar el vector de medidas  $z$  previo al filtrado de errores, y se debe intentar reparar el valor, en lugar de borrarlo.

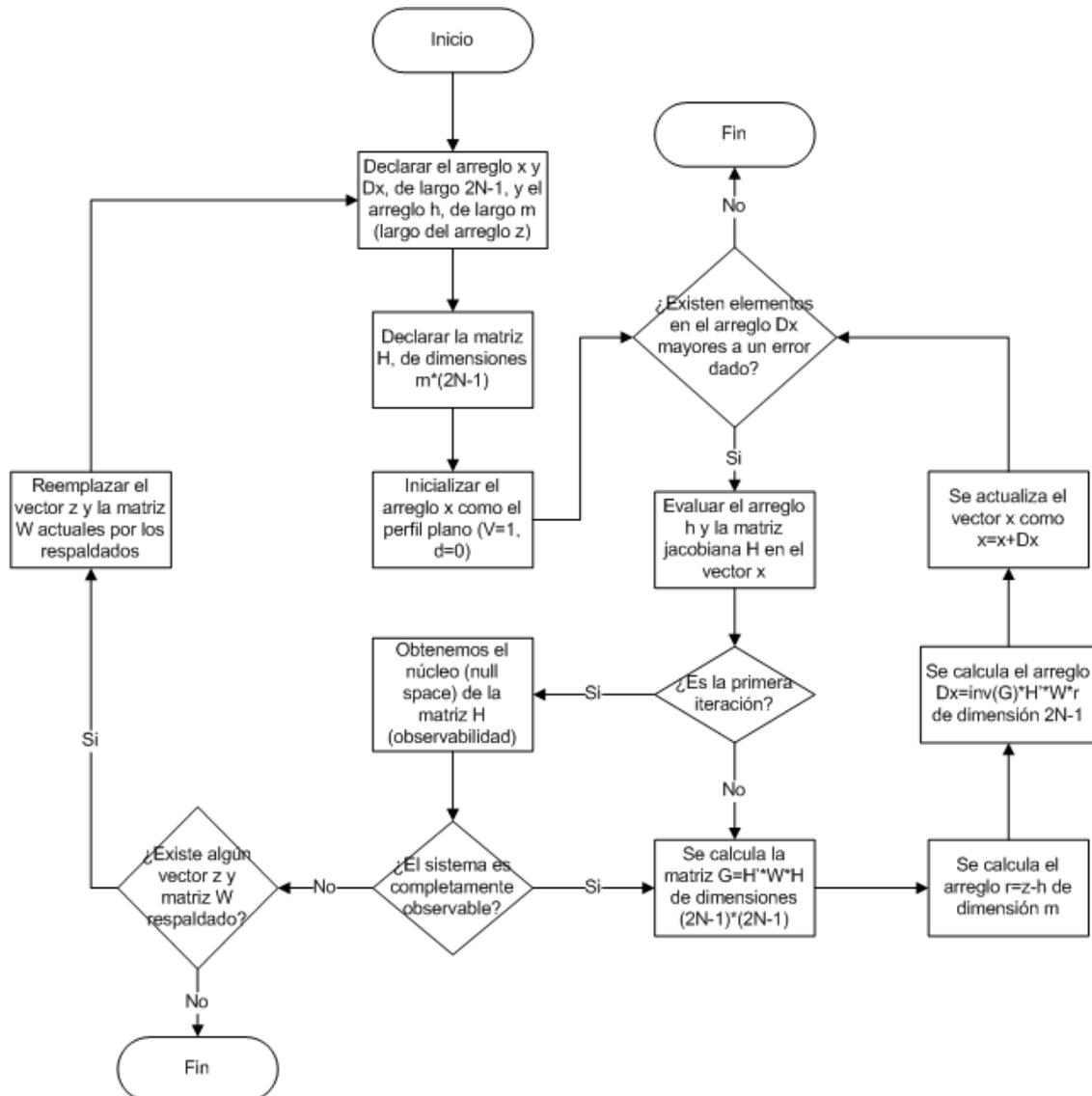


Figura 4.2: Iteración del algoritmo MCP o WLS para resolver el estimador de estado (elaboración propia).

Al final de la iteración se contará con el vector  $x$  que especifica el estado actual de la red. Con esta información se efectúa, entonces, el test chi cuadrado, como se explicó en la sección 3.2.1, para verificar la posible existencia de errores de mensura y el filtrado de ellos, si es que los hay.

#### 4.1.8 Manejo de datos erróneos (bloque 6)

En este bloque, se aplica el método descrito en la sección 3.2.1 para encontrar el dato que se sospecha defectuoso, si es que se ha determinado la existencia de uno mediante el test chi cuadrado. En primera instancia, se intentará eliminar la medida supuestamente

errónea del vector  $z$ . El problema de esto es que dicho dato pudiera ser crítico, según la clasificación dada en la sección 3.2.1. Tomando en cuenta esto, se respalda el vector de mediciones  $z$  y la matriz de pesos  $W$ , antes de eliminar el dato sospechoso.

Si es que ocurre que el sistema es no observable a causa de un manejo de datos erróneos previo (es decir, se detectó y eliminó una medida crítica), se toma el vector  $z$  respaldado y se intenta reparar la medida de ese vector  $z$  en lugar de eliminarla. Esto también se hace si es que el sistema tiene una redundancia igual a 1, es decir, se cumple que  $m - (2N - 1) = 1$ . El diagrama de flujo para esta etapa se observa en la Figura 4.3. En dicha figura se implementan todos los pasos descritos en la sección 3.2.1, en particular, el test del residuo máximo normalizado, que comprende las primeras tres etapas del diagrama de flujo (cálculo de la matriz de covarianzas  $\Omega$ , obtención del vector de residuos normalizado  $r^N = [r_1^N, \dots, r_m^N]$ , con  $r_i^N = |r_i|/\sqrt{\Omega_{ii}}, \forall i$  y finalmente encontrar el máximo valor del vector de residuos normalizado).

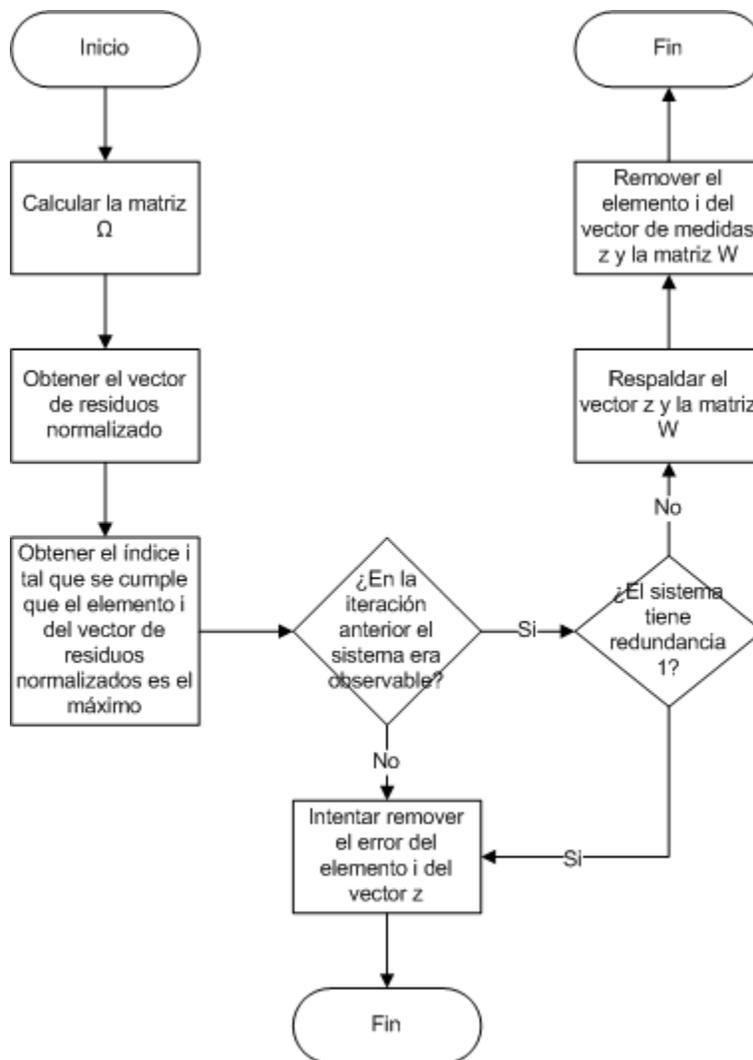


Figura 4.3: Diagrama de flujo para el manejo de datos erróneos (elaboración propia).

## **5 Desarrollo de la aplicación diseñada y modelación de las redes de prueba**

### **5.1 Desarrollo de la aplicación diseñada**

El programa creado para este trabajo se construye utilizando el entorno de desarrollo integrado (o IDE, por sus siglas en inglés) gratuito “Visual C# 2008 Express Edition”, de propiedad de la empresa Microsoft. Para efectuar los cálculos matemáticos requeridos por el estimador de estado, se utilizó la librería de código abierto “Math.NET”.

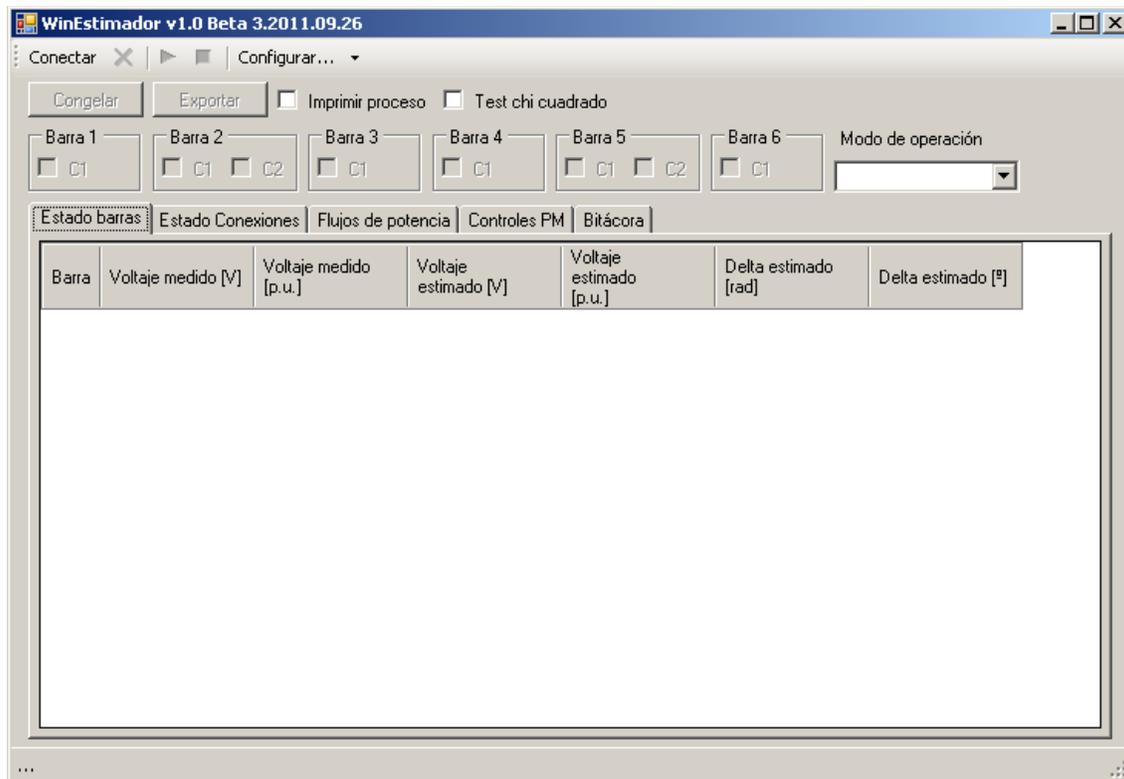
#### **5.1.1 La librería Math.NET**

Math.NET es un conjunto de herramientas escrito en el lenguaje de programación C# para la plataforma de desarrollo .Net. El objetivo de Math.NET es proveer una interfaz auto contenida tanto para cálculos numéricos como expresiones algebraicas simbólicas. El proyecto está cubierto mayormente bajo la licencia MIT/X11, por lo tanto se puede utilizar tanto en desarrollo de software privativo como de código abierto. Contiene además algunos paquetes opcionales bajo la licencia GPL (GNU General Public Licence) y la licencia LGPL (GNU Lesser General Public Licence) [16].

Math.NET consta de varios paquetes, dirigidos a diferentes requerimientos, pero en este trabajo de memoria se utilizará solo uno de ellos, llamado Math.NET Numerics. Este paquete es la base numérica del proyecto Math.NET, y pretende proveer métodos y algoritmos para cálculos numéricos en campos de la ciencia y la ingeniería. Las áreas cubiertas incluyen álgebra lineal, modelos probabilísticos, números aleatorios e interpolaciones. De las funciones mencionadas, las más útiles a este trabajo serán las de álgebra lineal, para operar y calcular todas las matrices involucradas en el método WLS, y modelos probabilísticos, a fin de aplicar el test Chi cuadrado.

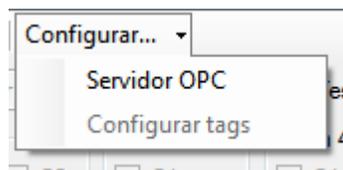
#### **5.1.2 Diseño del programa**

El software desarrollado para el presente trabajo se diseñó considerando que, aparte de ser utilizado en el sistema SCADA de Huatacondo, será utilizado como herramienta docente para manejar la micro-red existente en el laboratorio del 4° piso de Electrotecnologías, por lo que debe desplegar de manera clara la información y ser de fácil uso. La interfaz gráfica (IG) del programa se muestra en la Figura 5.1. En esta ilustración se pueden ver tres bloques de interacción con el usuario. El primero de ellos se encuentra en la parte superior de la IG, y cuenta con cinco botones, que serán descritos a continuación.



**Figura 5.1: Interfaz gráfica de la aplicación desarrollada.**

- Botón “Conectar”: Este botón intenta conectar la aplicación al servidor OPC especificado. Si la conexión es exitosa, se habilitan los botones “Desconectar” e “Iniciar lectura de datos”. De lo contrario, se notifica el motivo del error al usuario.
- Botón “Desconectar”: Este botón, representado por una X roja, desconecta a la aplicación del servidor OPC. Esto es importante, pues si se cierra el programa sin haberlo desconectado previamente, puede causar que el servidor OPC se “congele”.
- Botón “Iniciar lectura de datos”: Este botón, representado por un símbolo “play” verde, modela la red a partir de los archivos provistos por el operador del sistema, y, de ser exitoso este proceso, inicia el algoritmo de estimación de estado de la red descrito en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 4.1, y habilita el botón “Detener lectura de datos”. De fracasar el modelamiento de la red, se notifica el error al usuario.
- Botón “Detener lectura de datos”: Este botón, representado por un símbolo “stop” rojo, detiene el algoritmo de estimación de estado de la red.
- Botón “Configurar...”: Este botón despliega un menú con dos opciones, como se ve en la Figura 5.2.



**Figura 5.2: Menú desplegable del botón “Configurar...”.**

La primera opción, “Servidor OPC”, permite configurar los parámetros del servidor OPC, además de muchas otras opciones para el correcto funcionamiento de la

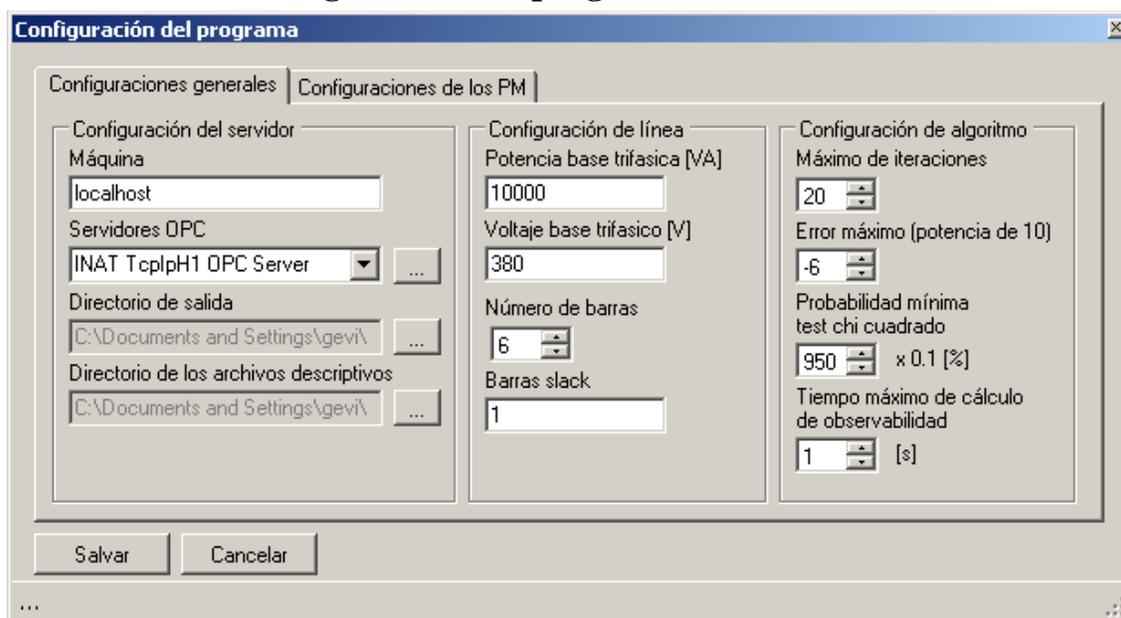
aplicación. Esta sección se ve en mayor detalle en el capítulo 5.1.2.1. La segunda opción, “Configurar tags”, que se habilita sólo después de estar conectado al servidor OPC, permite especificar los tags de los contactores de la red, si es que existen.

El segundo bloque de interacción con el usuario permite un pequeño nivel de interacción con la red, permitiéndole abrir y cerrar contactores, además de poder seleccionar el modo de operación de la red (transmisión o distribución, lo que, claramente, tiene directa influencia en la matriz de admitancias que se utilizará). Este bloque permite también exportar los resultados de la estimación de estado mediante el botón “Exportar”, escribir un archivo de texto con todo el detalle de los procesos de cálculo mediante el checkbox “Imprimir proceso”, y optar por aplicar el filtro de medidas erróneas detallado en la sección 3.2.1 mediante el checkbox “Test chi cuadrado”. Es importante mencionar que estas funcionalidades se aplican mayormente a la versión del programa pensada para el laboratorio del 4º piso de electrotecnologías, pues en el programa diseñado para el sistema SCADA de Huatacondo, el test chi cuadrado se aplica siempre, y no tiene sentido de hablar de red de transmisión o de distribución, si hay solo una.

El tercer bloque de interacción con el usuario está dado por tres tablas, que dan cuenta del resultado de la estimación de estado. La primera de estas tablas, que se encuentra en la pestaña “Estado Barras”, muestra el voltaje medido en cada una de las barras, si es que existe, y el resultado de la estimación de estado. La segunda tabla, asociada a la pestaña “Estado Conexiones” muestra todos los datos medidos de corriente, potencia activa, reactiva, aparente y factor de potencia. La tercera tabla, que se encuentra en la pestaña “Flujos de potencia” muestra todos los flujos de potencia en las líneas del sistema, calculados a partir del resultado de la solución al estimador de estado. Esta tabla se puede utilizar para verificar que no se esté sobrecargando ninguna línea, además de verificar el correcto funcionamiento del programa.

Existen dos pestañas adicionales, orientadas más que nada al posible uso docente de esta aplicación. La primera de ellas es la pestaña “Controles PM”. En esta, se puede especificar qué datos se considerarán de los que envía el servidor OPC para efectuar el estimador de estado. Esto posibilita estudiar cómo cambia el resultado en función de las mediciones que se tengan. Finalmente, la última pestaña, llamada “Bitácora” está dirigida principalmente al desarrollador de la aplicación o al encargado de su funcionamiento, pues en esta pestaña se pueden visualizar mensajes que dan una idea del estado actual de funcionamiento del programa.

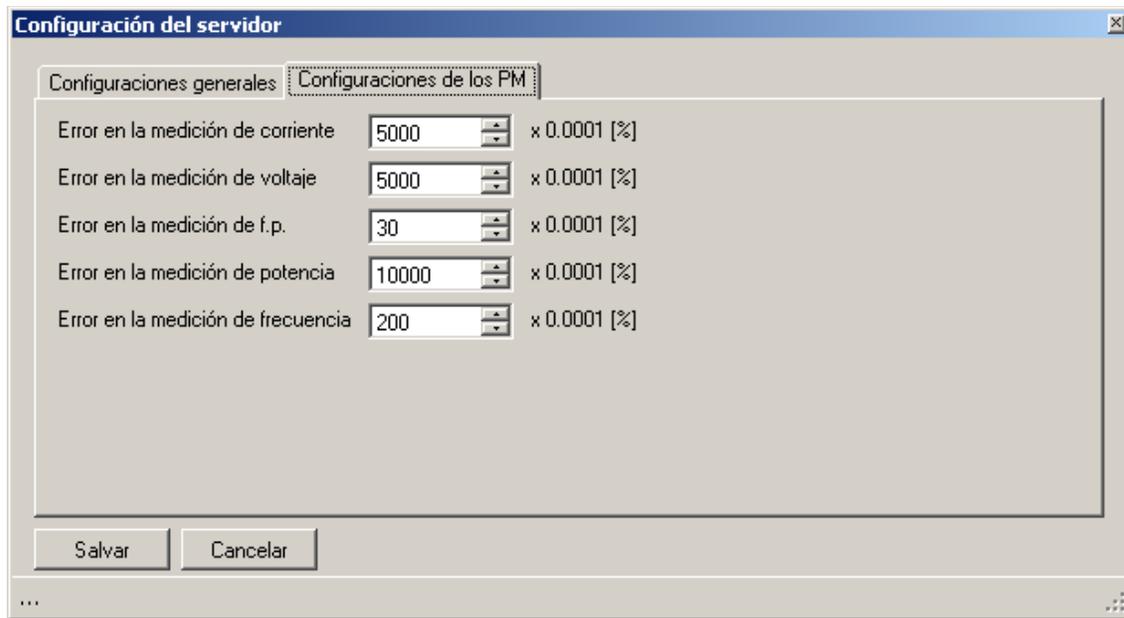
### 5.1.2.1 Menú de configuración del programa



**Figura 5.3:** Pestaña “Configuraciones generales” de la ventana principal de configuración del programa.

La ventana de configuración del programa, como se puede observar en la Figura 5.3, posee dos pestañas. La primera de ellas, “Configuraciones generales”, se divide en tres grupos:

- Configuración del servidor: en este grupo se puede especificar la máquina que aloja al servidor OPC, al igual que su nombre, en caso de tener varios servidores en una misma máquina. Se puede especificar, además, la carpeta que contiene los archivos descriptivos de la red (elementos.csv, líneas.csv y, opcionalmente, contactores.csv) y la carpeta que contendrá los archivos de salida del programa.
- Configuración de la línea: en este grupo se especifica la potencia y voltaje base a considerar para el modelo en por unidad de la red eléctrica, así como el número de barras que tiene el sistema y cuáles de ellas son de referencia (es decir, cuyo ángulo es  $0^\circ$ ). Se plantea que puede existir más de una barra slack, puesto que el programa tiene la capacidad de manejar varias redes independientes de manera simultánea, en particular, un sistema eléctrico de potencia trifásico visto como tres redes monofásicas aisladas (sin considerar desbalances).
- Configuración del algoritmo: En este grupo se explicitan consideraciones tales como el número de iteraciones máximo que hará el estimador de estado, a fin de evitar que el programa se “congele” si es que el algoritmo no converge, el error mínimo con el que se compara la actualización del vector de estado para determinar convergencia, la probabilidad mínima con la que se compara el test chi cuadrado y el tiempo máximo que puede tardar el análisis de observabilidad del sistema (ver anexo 10.6).



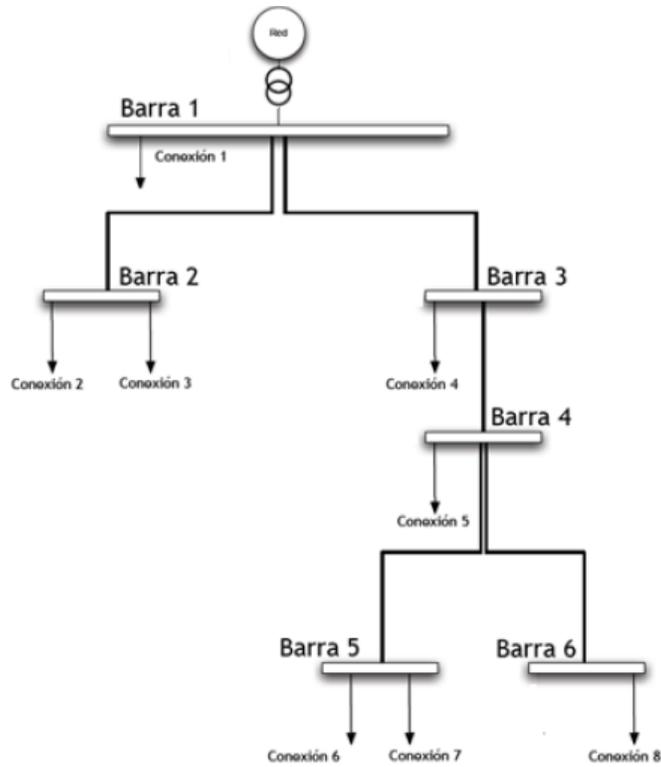
**Figura 5.4:** Pestaña “Configuraciones de los PM” de la ventana principal de configuración del programa.

En la segunda pestaña de la ventana de configuración, como se observa en la Figura 5.4, se puede expresar el error en la toma de datos de los PM. Esta información se utiliza en la construcción de la matriz de pesos  $W$ , y se puede encontrar en la sección 5.4.

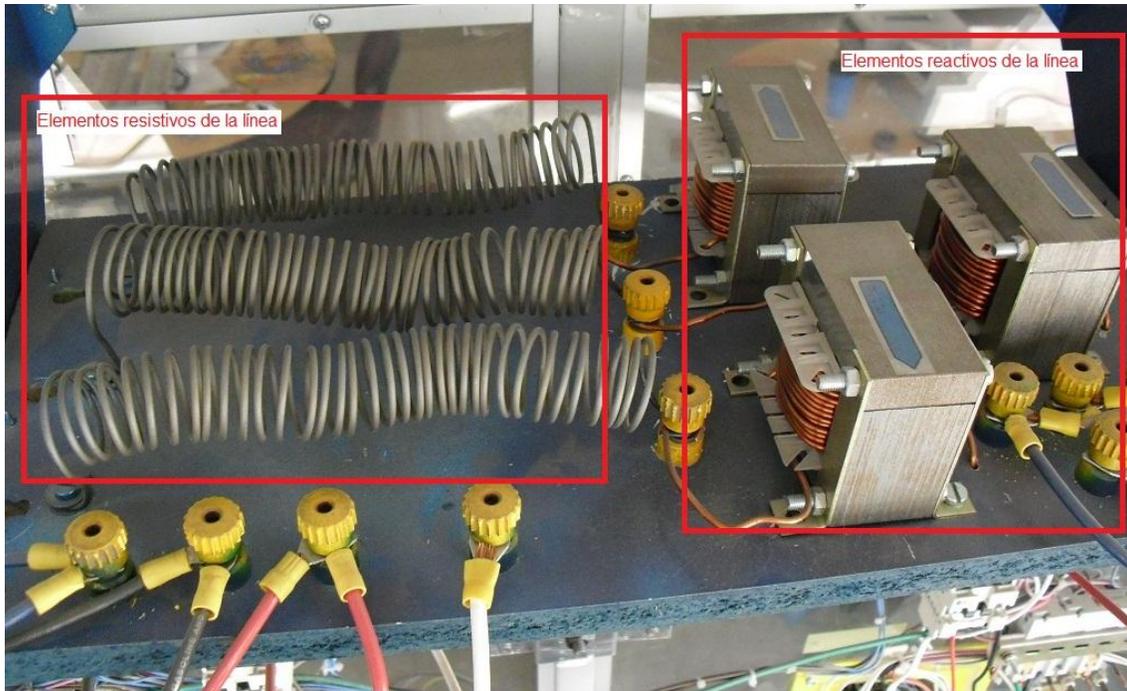
## **5.2 Modelación de la micro-red eléctrica del laboratorio de pruebas**

La aplicación desarrollada se ejecutará en una micro-red existente en el Laboratorio de Energía y Accionamientos, que se encuentra en el cuarto piso del edificio de Electrotecnologías de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. La topología básica de esta red se muestra en la Figura 5.5. Esta red incluye en todas las cargas una unidad de medida Schneider PM750 (ver sección 5.4), que mide, entre otras cosas, variables como corriente por la carga, potencia activa y reactiva que consume la esta y voltaje en la barra a la que está conectada la carga. Dichas unidades tienen, además, la capacidad de energizar o desenergizar sus cargas asociadas, mediante un relé que se puede abrir o cerrar mediante instrucciones MODBUS. Estos dispositivos se comunican mediante cable serial con un computador central, que hace las veces de servidor OPC, donde será ejecutado el programa desarrollado. Un detalle del montaje de las unidades de medida en la micro-red del laboratorio se puede ver en el anexo 0.

Las líneas de esta red tienen la particularidad que pueden ser configuradas para modelar una red de transmisión o una red de distribución. A fin de lograr esto, en cada línea existe una resistencia y una reactancia, cada una con bornes que dan la posibilidad de cortocircuitarlas, tal como se observa en la Figura 5.6. Así, si se cortocircuita el elemento resistivo, se tendrá una línea de transmisión, y se tendrá una línea de distribución en caso contrario.



**Figura 5.5: Topología básica de la red de pruebas (fuente documentación del Laboratorio de Energía y Accionamientos).**



**Figura 5.6: Líneas de transmisión (distribución) en la micro-red de pruebas, con sus resistencias y reactancias resaltadas (elaboración propia).**

### 5.2.1 Parámetros de línea como red de transmisión

Debido a que el estimador de estado requiere los parámetros de línea, se hace necesario medirlos en la micro-red de prueba. La prueba con la que se obtendrán estas magnitudes se basa en el esquemático mostrado en la Figura 5.7.

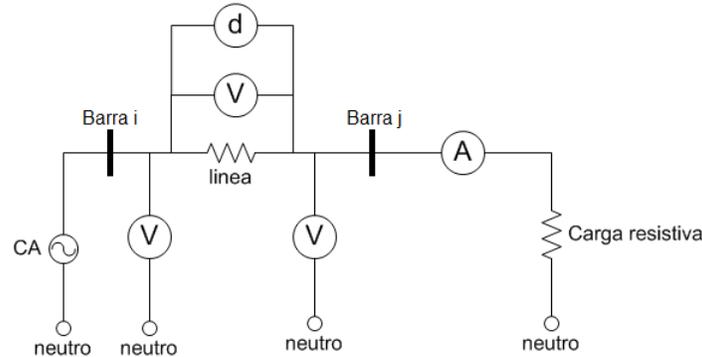


Figura 5.7: Circuito de prueba para determinar parámetros de la línea  $ij$  por fase (elaboración propia).

Como se aprecia en la Figura 5.7, es necesario medir la magnitud del voltaje fase-neutro en las barras  $j$  e  $i$ , el fasor de voltaje entre estas barras y la corriente que pasa por la línea. Con estos datos, y suponiendo que la impedancia de línea es puramente reactiva, se puede calcular la magnitud de la reactancia de línea  $X_{ij}$  dividiendo el voltaje entre barras por la corriente de línea. El resto de las mediciones se hacen para confirmar la coherencia de la magnitud calculada.

### 5.2.2 Parámetros de línea como red de distribución

Para obtener los parámetros de la línea como red de distribución, se realiza un montaje similar al visto en la Figura 5.7. En este caso, sin embargo, se calcula la magnitud de la impedancia total, es decir, se obtiene  $Z_{ij} = \sqrt{X_{ij}^2 + R_{ij}^2}$ . Como ya se obtuvo el parámetro  $X_{ij}$  anteriormente, simplemente se despeja el valor  $R_{ij}$ . Al igual que antes, el resto de las mediciones se utilizan, fundamentalmente, para revisar que los números calculados tengan sentido.

## 5.3 Modelación de la red eléctrica de Huatacondo

El sistema eléctrico del poblado posee 55 postes, como se aprecia en el plano contenido en el anexo 10.1. Si bien la tensión trifásica de la red de Huatacondo es igual a 380[V] en su totalidad, por lo que en términos estrictos todo el pueblo es una sola barra, para este trabajo se define que cada poste es una barra diferente, considerando así a la línea de distribución como un sistema eléctrico de potencia.

Como la cantidad de medidores disponibles es limitada, no se pueden observar todas las barras en la red (por las razones expuestas en la sección 3.2.2). Debido a esto, se tendrá que modelar el poblado como un sistema eléctrico más pequeño, cuidando que todas las barras del mismo resulten ser observables, y además que sean relevantes para el estudio del sistema. Así, la red inicial con la que se intentó modelar la red del sistema fue la que se muestra en la Figura 5.8, incluyendo la ubicación de todos los dispositivos de medida con

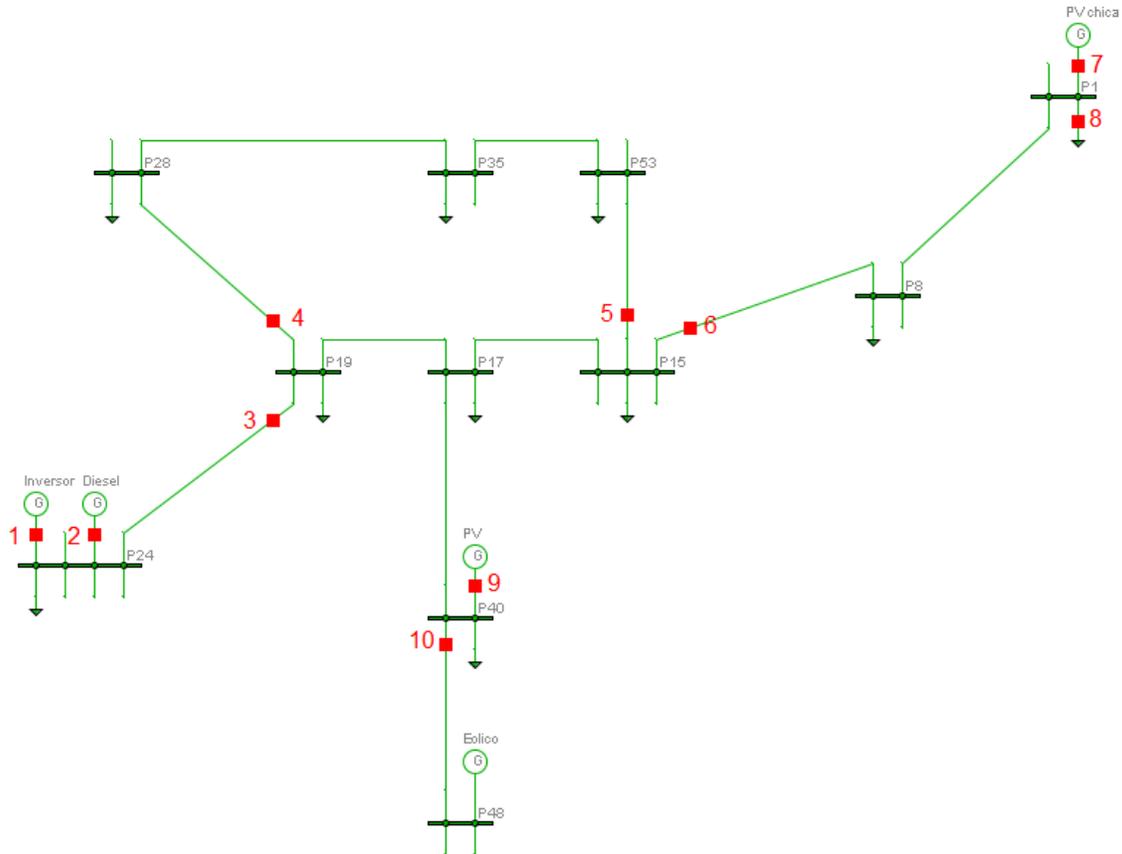
los que se cuenta, representados como cuadrados numerados. Estos medidores entregan varios datos, pero se considerarán los siguientes:

- Medidor 1: Potencia activa y reactiva por fase inyectada por el inversor, voltaje del poste P24.
- Medidor 2: Corriente por fase entregada por el generador diesel, voltaje por fase del generador.
- Medidor 3: Flujo de potencia activa y reactiva por fase entre los postes P19 y P20, voltaje en el poste P19.
- Medidor 4: Flujo de potencia activa y reactiva por fase entre los postes P19 y P25, voltaje en el poste P19.
- Medidor 5: Flujo de potencia activa y reactiva por fase entre los postes P15 y P15b, voltaje en el poste P15.
- Medidor 6: Flujo de potencia activa y reactiva por fase entre los postes P15 y P14, voltaje en el poste P15.
- Medidor 7: Potencia activa y reactiva inyectada por la planta fotovoltaica chica al sistema por fases, voltaje en el poste P1.
- Medidor 8: Potencia activa y reactiva consumida por la bomba de agua por fases, voltaje en el poste P1.
- Medidor 9: Potencia activa y reactiva por fase suministrada por la planta fotovoltaica al sistema, voltaje en el poste P40<sup>2</sup>.
- Medidor 10: Flujo de potencia activa y reactiva por fase entre los postes P48 y P40, voltaje en el poste P40<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Por el lado de los paneles fotovoltaicos. Es decir, si el contactor de los paneles se encuentra abierto, el medidor leerá 0[V] como voltaje de barra.

<sup>3</sup> Por el lado del poste P48. Es decir, si el contactor de la línea entre los postes P40 y P41 está abierto, el medidor leerá 0[V] como tensión en la barra.



**Figura 5.8: Red inicial de estudio para el sistema eléctrico de Huatacondo (elaboración propia).**

Es posible notar que los flujos de potencia que miden los dispositivos 4 y 6 involucran postes ausentes en la modelación presentada en la Figura 5.8, siendo reemplazados por barras diferentes. Esto se hizo puesto que, si bien la información puede ser errada, para simular el comportamiento del sistema eléctrico resulta mucho más interesante monitorear una barra cercana a la iglesia (conectada al poste P33) y una barra cercana a la zona de camping (en los alrededores del poste P5), mientras que los flujos de potencia monitoreados por los medidores 3 y 5 incluyen postes que se omitieron por ser juzgados poco relevantes en el contexto eléctrico del pueblo.

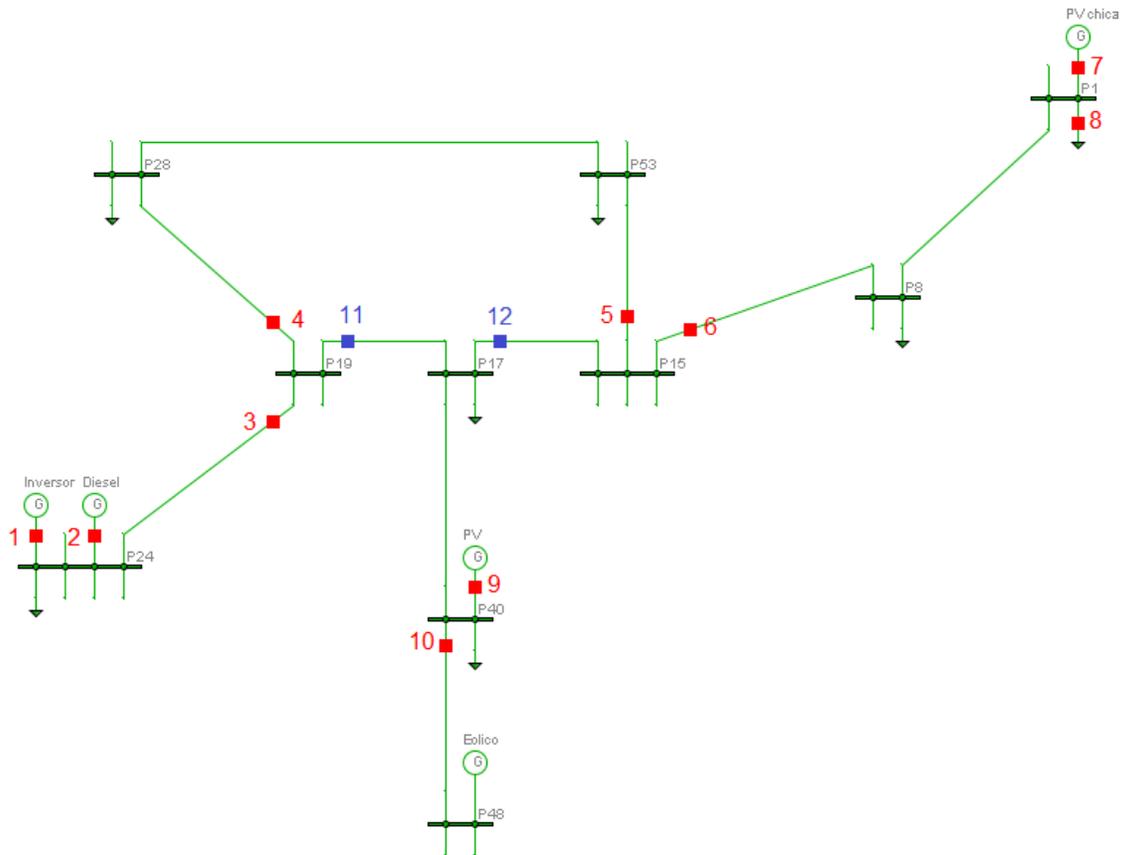
Lamentablemente, este modelo de red tuvo que ser descartado debido a que existen variables de estado no observables, específicamente, el voltaje en la barra P35 y los ángulos en las barras P1, P8, P15, P17, P35, P40 y P53. Esto se puede observar en detalle en el anexo 10.7.

Ante esto, se decidió introducir dos cambios. El primero de ellos fue eliminar la barra P35, puesto que no se tiene ninguna medida que la involucre directamente, tal como se muestra en el anexo 10.7, por lo que, a menos que se utilicen medidas ficticias o algún otro método, siempre será no observable.

El segundo cambio que se implementó fue implementar tres medidores virtuales, que “midan” los flujos de potencia activa y reactiva entre las barras P19 y P17, así como los flujos entre las barras P15 y P17. Esto se hizo considerando, que, expandiendo la ley de corriente de Kirchhoff, se puede plantear lo siguiente:

$$\begin{aligned}
& P_{P28-P19} + P_{P24-P19} + P_{P17-P19} = 0 \\
\Rightarrow & P_{P19-P17} = P_{P28-P19} + P_{P24-P19} = P_{P24-P19} - P_{P19-P28} \\
& Q_{P28-P19} + Q_{P24-P19} + Q_{P17-P19} = 0 \\
\Rightarrow & Q_{P19-P17} = Q_{P28-P19} + Q_{P24-P19} = Q_{P24-P19} - Q_{P19-P28} \\
& P_{P17-P15} + P_{P53-P15} + P_{P8-P15} = 0 \\
\Rightarrow & P_{P17-P15} = P_{P15-P53} + P_{P15-P8} \\
& Q_{P17-P15} + Q_{P53-P15} + Q_{P8-P15} = 0 \\
\Rightarrow & Q_{P17-P15} = Q_{P15-P53} + Q_{P15-P8}
\end{aligned}$$

Si bien este conjunto de ecuaciones proveen cuatro medidas adicionales para el sistema, también implican que en las barras P19 y P15 no existen consumos, lo cual no necesariamente es cierto y constituye un supuesto fuerte, pues, como se observa en la Figura 10.1 presente en el anexo 10.1, estos dos postes se encuentran en el área que mayor cantidad de casas concentra. Así, el modelo final del sistema eléctrico de Huatacondo se presenta en la Figura 5.9. En este modelo se han aplicado los cambios propuestos, definiendo a los medidores virtuales como medidor 11 y 12.



**Figura 5.9: Modelo final del sistema eléctrico de Huatacondo (elaboración propia).**

## 5.4 Las unidades de medida Schneider PM750 y PM810

Estos dispositivos, utilizados tanto en la micro-red descrita en la sección 5.2 como en la micro-red del pueblo de Huatacondo (ver sección 2.3.1), ofrecen gran calidad, versatilidad y funcionalidad en una unidad compacta. El medidor posee una gran y brillante pantalla LCD, capaz de desplegar toda la información recogida por el terminal a un usuario presencial, así como transmitirla por cable serial utilizando el protocolo MODBUS, gracias al puerto RS 485 con el que cuenta.



Figura 5.10: Panel frontal de la unidad de medida PM750 (fuente Schneider Electric)

Estas unidades de medida, como la que se observa en la Figura 5.10, tienen la capacidad de registrar datos de potencia activa y reactiva, frecuencia, corriente, voltaje y factor de potencia, entre otros, que son los utilizados en el presente trabajo. La precisión en la toma de datos está dada por la Tabla 5-I.

Tabla 5-I: Precisión de las unidades PM750 para la toma de datos.

	Precisión	Rango
Corriente	$\pm 0.5\%$	1[A] a 6[A]
Voltaje	$\pm 0.5\%$	50[V] a 277[V]
Factor de potencia	$\pm 0.0031\%$	1[A] a 6[A] y de FP=-0.5 a FP=0.5
Potencia	$\pm 1\%$	-
Frecuencia	$\pm 0.02\%$	45[Hz] a 65[Hz]

Los datos contenidos en esta tabla se pueden interpretar como la desviación estándar del dispositivo,  $\sigma$ , lo que servirá para armar la matriz de pesos W.

## 6 Validación de la aplicación

En el presente capítulo, se presenta la validación del programa desarrollado. Para esto, se ingresan al software diversos ejemplos de resolución de estimadores de estado encontrados en la literatura [15], que se utilizan para testear todas las capacidades incluidas en el modelo aplicado:

- Estimación de estado
- Análisis de observabilidad
- Estimación de topología
- Test de datos erróneos

En caso de que no se encuentren ejemplos que permitan poner a prueba estas capacidades, se modificará alguno de los existentes con el objetivo de que permita verificar el correcto funcionamiento del módulo deseado.

### 6.1 Validación del módulo estimador de topología

El ejemplo base de estimación de estado con el que se comparará el desempeño del programa se encontró en el material docente de la Universidad de Castilla-La Mancha, elaborado por el profesor Antonio J. Conejo [15]. Primero, se verificará el correcto funcionamiento del estimador de estado sobre el problema original, y luego se le harán las modificaciones pertinentes. Se considera, así, el sistema observado en la Figura 6.1<sup>4</sup>.

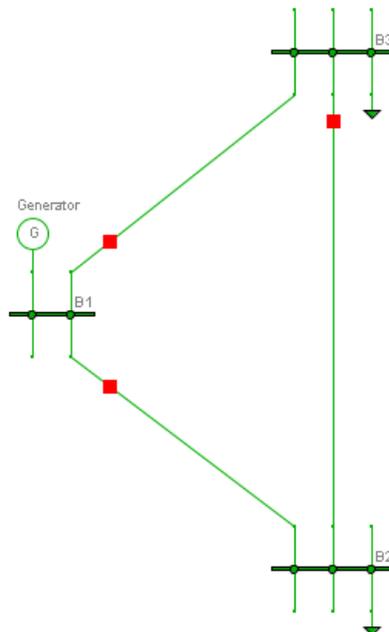


Figura 6.1: Sistema eléctrico de potencia considerado para el ejemplo (adaptado de A.J. Conejo [15]).

<sup>4</sup> El ejemplo al que se hace referencia se puede encontrar en la página 38 del documento elaborado por el profesor Conejo.

Las mediciones tomadas para este caso, junto a la varianza de las mismas, se detallan en la Tabla 6-I. Se considera, además, que la impedancia de las líneas es  $Z_i = 0.1j$ ,  $\forall i \in \{1,2,3\}$ .

**Tabla 6-I: Mediciones tomadas en la red de la Figura 6.1.**

	Valor [p.u.]	Varianza
Voltaje en la barra 1	0.95	1.00E-03
Voltaje en la barra 2	1.02	1.00E-03
Voltaje en la barra 3	1.03	1.00E-03
Flujo de potencia activa 1-2	1.00	1.00E-02
Flujo de potencia reactiva 2-1	-0.40	1.00E-02
Flujo de potencia activa 1-3	0.80	1.00E-02
Flujo de potencia reactiva 3-1	-0.20	1.00E-02

Los resultados obtenidos por el profesor Conejo [15], los obtenidos por el programa desarrollado y el error relativo porcentual entre ellos se muestran en la Tabla 6-II<sup>5</sup>.

**Tabla 6-II: Resultados del estimador de estado.**

	Ejemplo	Programa	Error relativo
Voltaje en la barra 1	1.0216	1.017	0.45%
Voltaje en la barra 2	0.9800	0.983	0.31%
Voltaje en la barra 3	1.0013	1.001	0.03%
Ángulo en la barra 2	-0.0996	-0.100	0.40%
Ángulo en la barra 3	-0.0781	-0.079	1.15%

Para probar el módulo estimador de topología, se agregan tres barras al sistema que se presenta en la Figura 6.1. Estas barras no están conectadas de ninguna manera a la red original, por lo que forman una isla no energizada y deberían ser descartadas automáticamente por el estimador. El sistema propuesto se observa en la Figura 6.2. Las líneas de transmisión adicionales tienen la misma impedancia que las originales. Los resultados obtenidos por el programa en las dos situaciones, con y sin barras añadidas, se presentan en la Tabla 6-III.

<sup>5</sup> Los resultados obtenidos por el profesor Conejo se pueden encontrar en la página 52 del documento referenciado en [15].

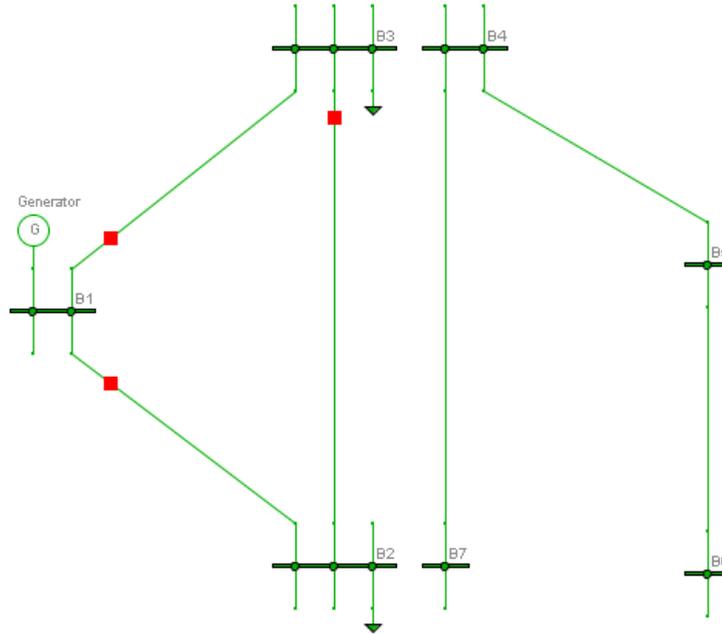


Figura 6.2: Sistema propuesto para probar el funcionamiento del estimador topológico (adaptado de A.J. Conejo [15]).

Tabla 6-III: Resultados del estimador topológico.

	Ejemplo	Programa sin barras adicionales	Programa con barras adicionales	Error relativo
Voltaje en la barra 1	1.0216	1.017	1.017	0.45%
Voltaje en la barra 2	0.9800	0.983	0.983	0.31%
Voltaje en la barra 3	1.0013	1.001	1.001	0.03%
Ángulo en la barra 2	-0.0996	-0.100	-0.100	0.40%
Ángulo en la barra 3	-0.0781	-0.079	-0.079	1.15%

Como se puede observar, a partir de la Tabla 6-II y la Tabla 6-III, tanto el algoritmo estimador de estado como el estimador topológico desarrollados cumplen su función. En la Tabla 6-II se muestra que los resultados obtenidos por el profesor Conejo como los encontrados por la aplicación desarrollada difieren en un máximo de 1,15%. Esta divergencia puede deberse a que, para el estimador de estado llevado a cabo por el programa, se considera que las mediciones (es decir, el vector  $z$ ) expresadas en la Tabla 6-I fueron tomadas por una unidad de medida PM750, que poseen desviaciones estándar (y por lo tanto varianzas) diferentes a las especificadas en la Tabla 6-I. Esto trae como consecuencia que la matriz de pesos  $W$  utilizada por el profesor Conejo no será la misma que la considerada por la aplicación desarrollada (las desviaciones estándar de los instrumentos PM750 se presentan en la Tabla 5-I de la sección 5.4).

En la segunda tabla, se aprecia que los resultados no cambian. Esto, como consecuencia de que se ha eliminado totalmente la isla no energizada que se agregó en el sistema mostrado en la Figura 6.2 gracias al estimador topológico. Una prueba un poco más exhaustiva de este módulo se presenta en el anexo 10.8, donde, tomando la red eléctrica de

Huatacondo y sus diferentes contactores, se generan varios posibles sistemas eléctricos mediante los distintos estados de dichos contactores.

## 6.2 Validación del módulo de análisis de observabilidad

Para probar el análisis de observabilidad, se toma como base algún ejemplo que considere un sistema no completamente observable. Este se encuentra, nuevamente, en el material docente preparado por el profesor Conejo [15]. El sistema eléctrico de potencia considerado es exactamente el mismo que el que se observa en la Figura 6.1. Sin embargo, se han eliminado las mediciones de flujo de potencia activa y reactiva entre las barras 1 y 3. La matriz jacobiana  $H$  evaluada en el vector de estado inicial plano  $x_0$  construida por el programa se presenta a continuación:

$$H_{programa} = \nabla \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ P_{12} \\ Q_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -10 & 0 \\ -10 & -10 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

El espacio nulo de la matriz  $H_{programa}$  está dado por  $null(H_{programa}) = [0,0,0,0,-1]^T$ . Este resultado implica que, al igual que en la presentación del profesor Conejo, al eliminar los flujos de potencia activa y reactiva entre las barras 1 y 3 del sistema considerado, se tendrá que el estado  $x_5$ , es decir, el ángulo del voltaje fasor en la barra 3 es no observable.

Las conclusiones de este análisis se presentan en la Tabla 6-IV. Se puede ver que el módulo de análisis de observabilidad coincide con los resultados obtenidos por el profesor Conejo.

Tabla 6-IV: Resultados para el test de análisis de observabilidad.

	Ejemplo	Programa
Voltaje en la barra 1	Observable	Observable
Voltaje en la barra 2	Observable	Observable
Voltaje en la barra 3	Observable	Observable
Ángulo en la barra 2	Observable	Observable
Ángulo en la barra 3	No observable	No observable

## 6.3 Validación de verificación de datos erróneos

Para esta prueba se utiliza la misma red eléctrica presentada en la Figura 6.1, y se modificarán datos, introduciendo valores claramente erróneos a fin de probar las capacidades del módulo de detección y procesamiento de errores, comparándolos con los resultados encontrados en la sección 6.1. Antes, sin embargo, es necesario notar que, al aplicar el test chi cuadrado al conjunto de datos mostrado en la Tabla 6-I, se determinó que existía una probabilidad igual a 1 de que exista un dato erróneo. Al identificar y arreglar el dato que se sospecha erróneo, se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 6-V.

**Tabla 6-V: Mediciones originales y mediciones luego del filtrado de errores.**

	Valor original [p.u.]	Valor arreglado [p.u.]
Voltaje en la barra 1	0.95	1.053
Voltaje en la barra 2	1.02	1.019
Voltaje en la barra 3	1.03	1.036
Flujo de potencia activa 1-2	1.00	1.000
Flujo de potencia reactiva 2-1	-0.40	-0.400
Flujo de potencia activa 1-3	0.80	0.800
Flujo de potencia reactiva 3-1	-0.20	-0.200

Como se puede observar, el cambio más radical es el que sufre la medida de voltaje en la barra 1. Si se piensa en el sistema de manera eléctrica, tiene sentido que este dato esté errado, puesto las cargas en las barras 2 y 3 no son capacitivas, por lo que resulta sospechoso que la tensión en la barra 1 (que tiene al generador) sea menor a la tensión en las otras dos barras. La solución encontrada para este nuevo conjunto de medidas se muestra en la Tabla 6-VI.

**Tabla 6-VI: Resultados del estimador de estado para las medidas filtradas.**

	Voltaje	Ángulo [rad]
Barra 1	1.050	0.000
Barra 2	1.016	-0.094
Barra 3	1.034	-0.074

Una vez establecido esto, se comparan los resultados del estimador de estado para los conjuntos de datos con un error claro con la solución expresada en la Tabla 6-VI. Se espera que, al filtrar las medidas, la solución encontrada sea similar a la base. Así, primero se modificarán los valores de los voltajes, como se indica en la Tabla 6-VII. Los resultados encontrados por el programa para cada unos de los tres casos se presentan en la Tabla 6-VIII.

**Tabla 6-VII: Datos erróneos de voltaje considerados para la detección de errores.**

	Dato erróneo 1	Dato erróneo 2	Dato erróneo 3
Voltaje en la barra 1	30.00	0.95	0.95
Voltaje en la barra 2	1.02	30.00	1.02
Voltaje en la barra 3	1.03	1.03	30.00
Flujo de potencia activa 1-2	1.00	1.00	1.00
Flujo de potencia reactiva 2-1	-0.40	-0.40	-0.40
Flujo de potencia activa 1-3	0.80	0.80	0.80
Flujo de potencia reactiva 3-1	-0.20	-0.20	-0.20

**Tabla 6-VIII: Resultados encontrados por el programa para los tres casos detallados en la Tabla 6-VII.**

	Programa sin datos erróneos	Resultados datos erróneos 1	Error	Resultados datos erróneos 2	Error	Resultados datos erróneos 3	Error
Voltaje en la barra 1	1.050	1.054	0.38%	1.046	0.38%	1.054	0.38%
Voltaje en la barra 2	1.016	1.020	0.39%	1.013	0.30%	1.020	0.39%
Voltaje en la barra 3	1.034	1.037	0.29%	1.030	0.39%	30.000	-
Ángulo en la barra 2	-0.094	-0.093	1.06%	-0.095	1.06%	-0.093	1.06%
Ángulo en la barra 3	-0.074	-0.073	1.35%	-0.074	0.00%	-0.003	95.95%

Como se puede observar en la Tabla 6-VIII, para los dos primeros casos el módulo de detección de errores funciona de manera satisfactoria, llegando a una solución que diverge en menos de un 1.35% con respecto al resultado encontrado para el caso base. Sin embargo, el tercer caso converge a una solución muy especial, que se refleja en el error relativo de prácticamente un 96% en el ángulo de la tensión en la barra 3. En esta situación, el algoritmo llega a que, probabilísticamente, el dato erróneo no es el voltaje de la barra 3, sino el flujo de potencia reactiva entre las barras 1 y 3, tal como se aprecia en la Tabla 6-IX, donde se calculan los flujos de potencia por las líneas.

**Tabla 6-IX: Flujos de potencia calculados para el escenario 3 en la Tabla 6-VIII.**

Línea	P[p.u.]	Q[p.u.]	S[p.u.]	fp
L 1-2	0.998	0.405	1.077	0.927
L 1-3	0.949	-305.089	305.091	0.003
L 2-1	-0.998	-0.300	1.043	-0.958
L 2-3	-27.503	-294.358	295.640	-0.093
L 3-1	-0.949	8683.801	8683.801	0.000
L 3-2	27.503	8695.238	8695.282	0.003

Como se puede observar en esta tabla, la implicancia de aceptar que el voltaje medido en la barra 3 está correcto es que existe un generador grande en la barra 3 (notar que el flujo de potencia reactiva que sale de la barra 3 hacia la barra 1 es igual a 8683.80[p.u.] y que el flujo de potencia activa que va desde la barra 3 hacia la 2 es igual a 27.5[p.u.]). Además, es importante notar que las pérdidas de potencia reactiva en las líneas L2-3 y L1-3 son enormes (casi el 97% de la potencia reactiva que sale de la barra 3 se disipa en la línea antes de llegar a la barra 2, y 96% para el caso de las barras 3 y 1). Claramente estos resultados, aunque cuadran en el sentido del estimador de estado, no tienen ningún sentido lógico, por lo que este ejemplo ilustra la importancia de notificar al operador del sistema en el caso de detectar una medición errónea.

Se realizan, además, cuatro experimentos adicionales, donde se introduce un error grande en las medidas de flujo de potencia activa y reactiva existentes, tal como se indica en la Tabla 6-X. Cabe notar que, para estos experimentos, se ha modificado el valor del voltaje en la barra 1 por el dato que el estimador de estado postula como probable.

**Tabla 6-X: Datos erróneos de flujo de potencia considerados para la detección de errores.**

	Dato erróneo 1	Dato erróneo 2	Dato erróneo 3	Dato erróneo 4
Voltaje en la barra 1	1.050	1.050	1.050	1.050
Voltaje en la barra 2	1.020	1.020	1.020	1.020
Voltaje en la barra 3	1.030	1.030	1.030	1.030
Flujo de potencia activa 1-2	30.000	1.000	1.000	1.000
Flujo de potencia reactiva 2-1	-0.400	30.000	-0.400	-0.400
Flujo de potencia activa 1-3	0.800	0.800	30.000	0.800
Flujo de potencia reactiva 3-1	-0.200	-0.200	-0.200	30.000

**Tabla 6-XI: Resultados encontrados por el programa para los cuatro casos detallados en la Tabla 6-X**

	Programa sin datos erróneos	Resultados datos erróneos 1	Error	Resultados datos erróneos 2	Error	Resultados datos erróneos 3	Error	Resultados datos erróneos 4	Error
Voltaje en la barra 1	1.050	-	-	1.048	0.19%	-	-	1.052	0.19%
Voltaje en la barra 2	1.016	-	-	1.020	0.39%	-	-	1.018	0.20%
Voltaje en la barra 3	1.034	-	-	1.032	0.19%	-	-	1.030	0.39%
Ángulo en la barra 2	-0.094	-	-	-0.094	0.00%	-	-	-0.094	0.00%
Ángulo en la barra 3	-0.074	-	-	-0.074	0.00%	-	-	-0.074	0.00%

En la Tabla 6-XI se observan los resultados obtenidos para los cuatro experimentos propuestos. En esta tabla, se aprecia que el módulo que intenta reparar los datos erróneos falla para defectos en los datos de flujo de potencia activa, pero funciona bien para datos de flujo de potencia reactiva equivocados. Este error se explica por el algoritmo adoptado para filtrar datos defectuosos (ver sección 4.1.8), donde se elimina la medición mala, a menos que esto resulte en un sistema no observable, en cuyo caso se intenta reparar dicho dato, así como el hecho de que se está considerando una línea de transmisión pura, es decir, con resistencia nula. Este fenómeno es consistente con que, para una línea de transmisión, ocurre un desacople entre las variables P y V, y entre las variables Q y  $\delta$ , por lo que el dato medido de flujo de potencia reactiva no proporciona información sobre el ángulo en la barra 2.

Para el caso de flujos de potencia reactiva defectuosos, no hay problema en eliminarlos, puesto que se tiene un medidor de voltaje en todas las barras, por lo que la variable de estado de voltaje sigue siendo observable.

Se verifica, entonces, el funcionamiento del módulo de detección y manejo de errores de medición. Se puede observar que el método no es siempre efectivo, pues existen casos donde no es posible reparar los errores, o donde eliminar el dato sospechoso conduce a un sistema no observable en su totalidad, y en los casos donde, matemáticamente, funciona la remoción de defectos en la toma de datos, se llega a escenarios que no concuerdan con la realidad, por lo que siempre se debe notificar al operario del sistema en caso de que se detecten errores de medida. Pese a esto, se pudo observar que existen casos donde el algoritmo funciona bien, particularmente en el caso donde se arreglan datos de voltaje.

## 7 Resultados experimentales en la micro-red de prueba y ejecución del programa en Huatacondo

En el presente capítulo se presentan los experimentos realizados en la micro-red de prueba, considerando dicho sistema eléctrico tanto como un SEP trifásico como tres redes monofásicas independientes, esto es, sin considerar el neutro, con cargas desbalanceadas. Esta micro-red se utiliza como una línea de distribución, a fin de simular lo que ocurre en el pueblo de Huatacondo. Finalmente, se presentarán los resultados obtenidos en la ejecución del programa en Huatacondo.

Los experimentos realizados en la micro-red de prueba se comparan con los datos aportados por el instrumento de medida “Hioki 3196 Power Quality Analyzer”, que posee la capacidad de, entre otras cosas, medir ángulo de desfase entre dos señales de voltaje.

### 7.1 Ejecución del programa desarrollado en la micro-red como un sistema eléctrico trifásico balanceado

En este experimento, se conectó una carga trifásica resistiva balanceada a la barra 5 de la red de prueba. Esta carga consume cerca de 220[W] fase-neutro, dando un total de 660[W] de potencia trifásica total.

Los resultados encontrados por el programa, y su comparación con los ángulos medidos por el instrumento de medida se presentan en la Tabla 7-I.

**Tabla 7-I: Resultados encontrados por la aplicación y ángulo medido<sup>6</sup>.**

Barra	Voltaje Medido [V]	Voltaje Medido [p.u.]	Voltaje Estimado [V]	Voltaje Estimado [p.u.]	Delta Estimado [rad]	Delta Estimado [°]	Angulo Hioki [°]	Error relativo porcentual
B1	388.744	1.023	388.028	1.021	0.000	0.000	0.000	-
B2	388.756	1.023	388.053	1.021	0.000	-0.009	0.000	-
B3	385.437	1.014	386.399	1.017	-0.002	-0.127	-0.120	-6%
B4	383.371	1.009	383.830	1.010	-0.005	-0.299	-0.220	-36%
B5	381.253	1.003	381.242	1.003	-0.008	-0.479	-0.350	-37%
B6	-	-	383.830	1.010	-0.005	-0.299	-0.220	-36%

Se observa que el error cometido por el programa es considerablemente grande, casi siempre en torno al 36%. Sin embargo, este error se le puede atribuir a datos incorrectos de las impedancias de línea de la micro-red. Para corroborar esta afirmación, se calcularon los flujos de potencia activa y reactiva por todas las líneas del sistema, utilizando tanto los datos encontrados por el programa como los obtenidos por el instrumento de medida, con lo que se calculó la potencia en las barras del sistema para los dos escenarios y eso se comparó con los datos de potencia activa y reactiva medidos por las unidades PM750.

Los flujos de potencia calculados con los ángulos encontrados por el instrumento Hioki se observan en la Tabla 7-II. Para este cálculo, se consideró que la tensión fase-fase es igual a la medida por los dispositivos PM750. Los flujos de potencia encontrados por el programa se presentan en la Tabla 7-III. Las potencias medidas en el sistema se encuentran en la Tabla 7-IV, y las calculadas a partir de los dos conjuntos de datos se exhiben en la Tabla 7-V y Tabla 7-VI.

<sup>6</sup> Se considera que el error relativo porcentual está dado por la expresión  $ERP = (Angulo\ Hioki - Angulo\ programa) / Angulo\ Hioki$

**Tabla 7-II: Flujos de potencia de línea calculados para el instrumento Hioki.**

Línea	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
L 1-2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
L 1-3	1.376	0.115	0.188	0.016	1.388	0.116	0.99
L 2-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
L 3-1	-1.364	-0.114	-0.183	-0.015	1.376	0.115	-0.99
L 3-4	0.508	0.042	-0.007	-0.001	0.508	0.042	1.00
L 4-3	-0.505	-0.042	0.007	0.001	0.505	0.042	-1.00
L 4-5	0.592	0.049	-0.003	0.000	0.592	0.049	1.00
L 4-6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
L 5-4	-0.588	-0.049	0.004	0.000	0.588	0.049	-1.00
L 6-4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00

**Tabla 7-III: Flujos de potencia calculados por el programa.**

Línea	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
L 1-2	0.007	0.001	-0.020	-0.002	0.021	0.002	0.33
L 1-3	0.681	0.057	-0.100	-0.008	0.688	0.057	0.99
L 2-1	-0.007	-0.001	0.020	0.002	0.021	0.002	-0.33
L 3-1	-0.678	-0.057	0.101	0.008	0.685	0.057	-0.99
L 3-4	0.730	0.061	-0.061	-0.005	0.733	0.061	1.00
L 4-3	-0.725	-0.060	0.062	0.005	0.728	0.061	-1.00
L 4-5	0.707	0.059	-0.046	-0.004	0.709	0.059	1.00
L 4-6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
L 5-4	-0.702	-0.059	0.048	0.004	0.704	0.059	-1.00
L 6-4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00

**Tabla 7-IV: Potencias medidas en las barras del sistema.**

Barra	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
B1	0.722	0.060	-0.128	-0.011	0.733	0.061	0.98
B2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
B3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
B4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
B5	-0.673	-0.056	0.037	0.003	0.674	0.056	-1.00
B6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00

**Tabla 7-V: Potencias calculadas en las barras del sistema a partir de la información en la Tabla 7-II.**

Barra	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
B1	1.376	0.115	0.188	0.016	1.388	0.116	0.99
B2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
B3	-0.856	-0.071	-0.190	-0.016	0.877	0.073	-0.98
B4	0.087	0.007	0.004	0.000	0.087	0.007	1.00
B5	-0.588	-0.049	0.004	0.000	0.588	0.049	-1.00
B6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00

**Tabla 7-VI: Potencias calculadas en las barras del sistema a partir de la información en la Tabla 7-III.**

Barra	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
B1	0.688	0.057	-0.120	-0.010	0.698	0.058	0.99
B2	-0.007	-0.001	0.020	0.002	0.021	0.002	-0.33
B3	0.052	0.004	0.040	0.003	0.066	0.006	0.79
B4	-0.018	-0.001	0.016	0.001	0.024	0.002	-0.75
B5	-0.702	-0.059	0.048	0.004	0.704	0.059	-1.00
B6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00

**Tabla 7-VII: Error relativo y absoluto para potencia en barras del sistema.**

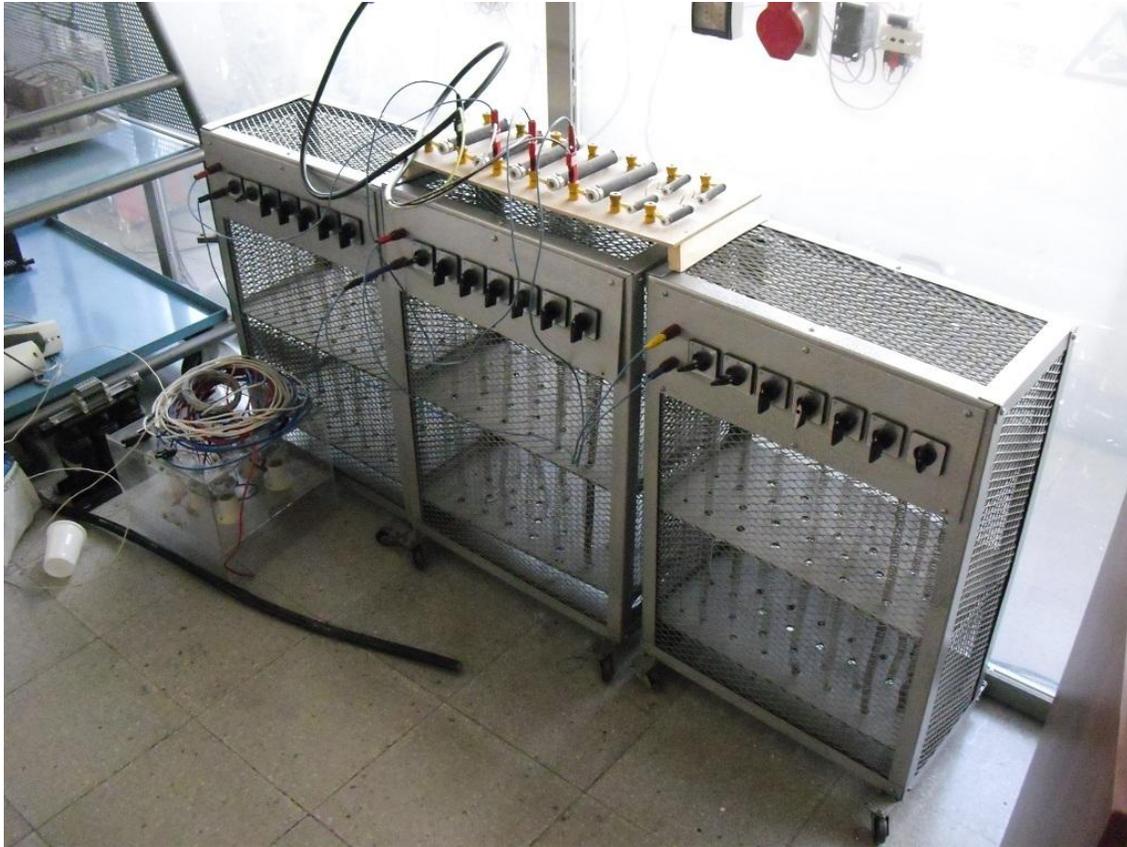
Error relativo Hioki [%]			Error relativo programa [%]			Error absoluto Hioki [kVA]			Error absoluto programa [kVA]		
Barra	P[kW]	Q[kVAr]	Barra	P[kW]	Q[kVAr]	Barra	P[kW]	Q[kVAr]	Barra	P[kW]	Q[kVAr]
B1	90.55%	-246.68%	B1	-4.73%	-6.47%	B1	-0.654	-0.316	B1	0.034	-0.008
B2	0.00%	0.00%	B2	-	-	B2	0.000	0.000	B2	0.007	-0.020
B3	-	-	B3	-	-	B3	0.856	0.190	B3	-0.052	-0.040
B4	-	-	B4	-	-	B4	-0.087	-0.004	B4	0.018	-0.016
B5	-12.64%	-88.25%	B5	4.28%	31.74%	B5	-0.085	0.032	B5	0.029	-0.012
B6	0.00%	0.00%	B6	0.00%	0.00%	B6	0.000	0.000	B6	0.000	0.000

Como se observa en la Tabla 7-VII, los errores relativos entre las potencias calculadas por el programa y las potencias medidas son mucho menores a los que existen entre las potencias calculadas con el instrumento Hioki y los datos medidos. En esta tabla, se expresan, además, los errores absolutos, considerando que no tiene sentido calcular un error relativo cuando la potencia medida es nula.

Dado que los flujos de potencia para ambos casos fueron calculados considerando las mismas impedancias de línea, se concluye que éstas deben ser la fuente de error para las potencias calculadas tomando los datos del instrumento de medida, además de la razón que explica la diferencia entre los ángulos mostrada en la Tabla 7-I. Además, la Tabla 7-VII permite verificar la validez del estado de la red encontrado por el programa, de acuerdo con el bajo error relativo porcentual entre potencias calculadas y medidas. La excepción a esto está dada por la diferencia entre la potencia reactiva calculada y medida en la barra 5 (31.74%), pero dado que el error absoluto en ese caso es de 12[VAr], se cree que no debiera ser tomado como un indicador de un posible defecto en la estimación de estado.

## **7.2 Ejecución del programa desarrollado en la micro-red como tres sistemas eléctricos monofásicos independientes**

Para el presente experimento, se conectaron en estrella tres cargas resistivas monofásicas a una barra de la micro-red de prueba. Estas cargas, que se muestran en la Figura 7.1, tienen la característica de poseer interruptores que permiten variar su resistencia interna, lo que da la posibilidad de explorar varios grados de desbalance. Como se mencionó anteriormente, para este caso se tomará la red trifásica como tres sistemas monofásicos independientes, es decir, sin considerar el neutro. Así, se tendrá un sistema de  $6 * 3 = 18$  barras compuesto por tres islas energizadas.



**Figura 7.1: Cargas resistivas utilizadas para la prueba con resistencias desbalanceadas (elaboración propia).**

Se realizaron cuatro experimentos con cargas conectadas en la barra 5 de la red, cada uno con cargas cada vez mayores, en términos de potencia activa. Los resultados de dos de estas pruebas se presentan en las siguientes tablas<sup>7</sup>. En ellas se numerarán las barras de manera sucesiva, distinguiendo entre los diferentes circuitos (esto es, la barra B2 es la misma que la barra B8, pero en otras fases).

Como se puede observar en la Tabla 7-VIII y tabla X, existen las mismas divergencias entre los ángulos que se presentaron para el experimento con carga trifásica balanceada. Sin embargo, al igual que antes, se calcula la potencia en barras del sistema para ambos conjuntos de ángulos y se contrasta con los datos medidos, lo que nuevamente apunta a que el error estaría dado por las impedancias de línea.

---

<sup>7</sup> La columna *error* en estas tablas se refiere al error relativo entre el ángulo estimado por la aplicación y el ángulo medido por el instrumento de medida Hioki.

**Tabla 7-VIII: Estado de las barras para el primer set de cargas.**

	Barra	Voltaje Medido [V]	Voltaje Medido [p.u.]	Voltaje Estimado [V]	Voltaje Estimado [p.u.]	Delta Estimado [rad]	Delta Estimado [°]	Delta Hioki [°]	Error ángulo
Circuito R	B1	221.055	1.005	220.975	1.004	0.000	0.000	0.00	-
	B2	220.892	1.004	220.938	1.004	0.000	0.000	0.00	0.00%
	B3	214.134	0.973	215.805	0.981	-0.008	-0.472	-0.44	-7.27%
	B4	208.110	0.946	207.739	0.944	-0.020	-1.160	-1.00	-16.00%
	B5	200.894	0.913	199.733	0.908	-0.035	-1.987	-1.75	-13.54%
	B6	-	-	207.623	0.944	-0.020	-1.171	-1.00	-17.10%
Circuito S	B7	222.178	1.010	223.375	1.015	0.000	0.000	0.00	-
	B8	222.108	1.010	223.253	1.015	0.000	0.001	0.00	-
	B9	217.146	0.987	218.005	0.991	-0.010	-0.563	-0.50	-12.60%
	B10	210.692	0.958	209.664	0.953	-0.024	-1.401	-1.19	-17.73%
	B11	202.608	0.921	200.689	0.912	-0.041	-2.322	-2.02	-14.95%
	B12	-	-	209.969	0.954	-0.025	-1.451	-1.19	-21.93%
Circuito T	B13	221.529	1.007	222.479	1.011	0.000	0.000	0.00	-
	B14	221.333	1.006	222.367	1.011	0.000	0.001	0.00	-
	B15	215.791	0.981	216.874	0.986	-0.010	-0.589	-0.53	-11.13%
	B16	209.042	0.950	208.163	0.946	-0.026	-1.467	-1.14	-28.68%
	B17	200.875	0.913	198.939	0.904	-0.042	-2.420	-2.00	-21.00%
	B18	-	-	208.397	0.947	-0.027	-1.529	-1.14	-34.12%

**Tabla 7-IX: Potencia medida en las barras para el primer set de cargas.**

	Barra	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
Circuito R	B1	1.242	0.310	0.050	0.012	1.243	0.311	1.00
	B2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B5	-1.084	-0.271	0.000	0.000	1.084	0.271	-1.00
	B6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
Circuito S	B7	1.356	0.339	0.000	0.000	1.356	0.339	1.00
	B8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B11	-1.224	-0.306	0.000	0.000	1.224	0.306	-1.00
	B12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
Circuito T	B13	1.404	0.351	0.000	0.000	1.404	0.351	1.00
	B14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B17	-1.247	-0.312	0.000	0.000	1.247	0.312	-1.00
	B18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00

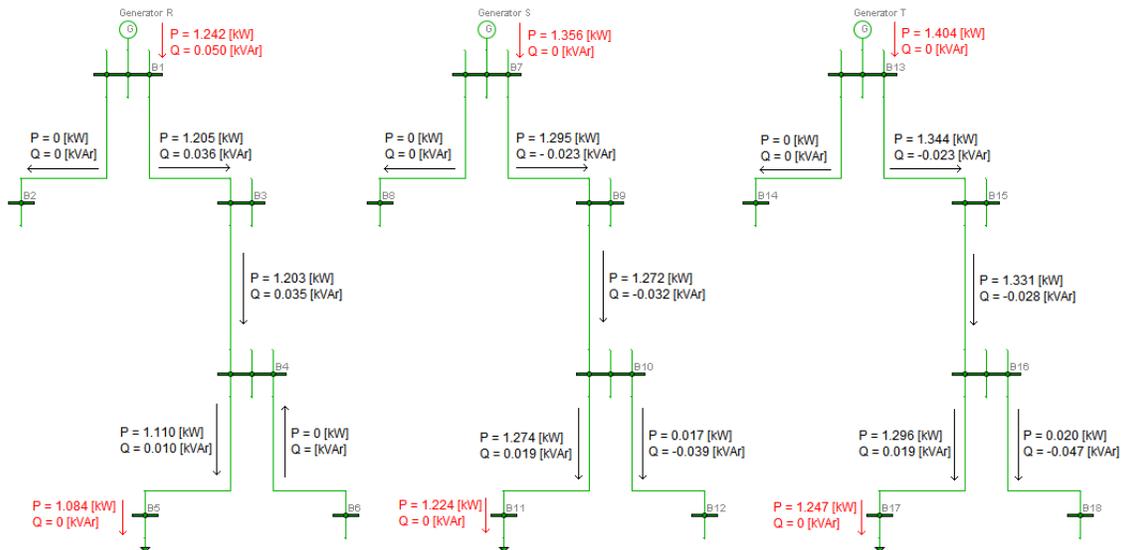
**Tabla 7-X: Flujos de potencia calculados para el primer set de cargas.**

	Linea	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
Circuito R	L 1-2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	L 1-3	1.205	0.100	0.036	0.003	1.205	0.100	1.00
	L 2-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	L 3-1	-1.177	-0.098	-0.025	-0.002	1.178	0.098	-1.00
	L 3-4	1.203	0.100	0.035	0.003	1.203	0.100	1.00
	L 4-3	-1.158	-0.096	-0.020	-0.002	1.158	0.097	-1.00
	L 4-5	1.110	0.093	0.010	0.001	1.110	0.093	1.00
	L 4-6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	L 5-4	-1.068	-0.089	0.006	0.000	1.068	0.089	-1.00
	L 6-4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
Circuito S	L 7-8	0.000	0.000	0.001	0.000	0.001	0.000	-0.33
	L 7-9	1.295	0.108	-0.023	-0.002	1.295	0.108	1.00
	L 8-7	0.000	0.000	-0.001	0.000	0.001	0.000	0.33
	L 9-7	-1.264	-0.105	0.035	0.003	1.265	0.105	-1.00
	L 9-10	1.272	0.106	-0.032	-0.003	1.272	0.106	1.00
	L 10-9	-1.223	-0.102	0.048	0.004	1.224	0.102	-1.00
	L 10-11	1.274	0.106	0.019	0.002	1.274	0.106	1.00
	L 10-12	0.017	0.001	-0.039	-0.003	0.042	0.004	0.39
	L 11-10	-1.219	-0.102	0.001	0.000	1.219	0.102	-1.00
	L 12-10	-0.017	-0.001	0.039	0.003	0.042	0.004	-0.39
Circuito T	L 13-14	0.000	0.000	0.001	0.000	0.001	0.000	-0.33
	L 13-15	1.344	0.112	-0.023	-0.002	1.344	0.112	1.00
	L 14-13	0.000	0.000	-0.001	0.000	0.001	0.000	0.33
	L 15-13	-1.310	-0.109	0.036	0.003	1.311	0.109	-1.00
	L 15-16	1.331	0.111	-0.028	-0.002	1.331	0.111	1.00
	L 16-15	-1.276	-0.106	0.046	0.004	1.277	0.106	-1.00
	L 16-17	1.296	0.108	0.019	0.002	1.296	0.108	1.00
	L 16-18	0.020	0.002	-0.047	-0.004	0.052	0.004	0.39
	L 17-16	-1.238	-0.103	0.003	0.000	1.238	0.103	-1.00
	L 18-16	-0.020	-0.002	0.047	0.004	0.052	0.004	-0.39

**Tabla 7-XI: Potencia calculada en barras para el primer set de cargas.**

	Barra	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
Circuito R	B1	1.205	0.100	0.036	0.003	1.205	0.100	1.00
	B2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B3	0.026	0.002	0.000	0.000	0.026	0.002	1.00
	B4	-0.048	-0.004	0.000	0.000	0.048	0.004	-1.00
	B5	-1.068	-0.089	0.000	0.000	1.068	0.089	-1.00
	B6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
Circuito S	B7	1.295	0.108	-0.022	-0.002	1.295	0.108	1.00
	B8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B10	0.068	0.006	0.029	0.002	0.073	0.006	0.92
	B11	-1.219	-0.102	0.000	0.000	1.219	0.102	-1.00
	B12	-0.017	-0.001	0.039	0.003	0.042	0.004	-0.39
Circuito T	B13	1.343	0.112	-0.022	-0.002	1.343	0.112	1.00
	B14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
	B15	0.021	0.002	0.000	0.000	0.021	0.002	1.00
	B16	0.040	0.003	0.018	0.001	0.044	0.004	0.91
	B17	-1.238	-0.103	0.000	0.000	1.238	0.103	-1.00
	B18	-0.020	-0.002	0.047	0.004	0.052	0.004	-0.39

La información contenida en la Tabla 7-IX y Tabla 7-X se expresa de manera visual en la Figura 7.2.



**Figura 7.2: Representación visual de los resultados para el primer set de cargas (elaboración propia).**

Al igual que en el caso trifásico balanceado, se puede observar, comparando los datos contenidos en la Tabla 7-IX y la Tabla 7-X la coherencia del estado estimado de la red, esto es, los flujos de potencia calculados a partir de los resultados encontrados, se acercan bastante numéricamente a las potencias medidas por las unidades PM750, tal como se establece en la Tabla 7-XII, en la cual, excepto un valor, ningún error relativo porcentual entre potencia medida y potencia calculada supera el 4.5%, validando así de buena manera el trabajo realizado. Lamentablemente, en la Tabla 7-VIII se observa una divergencia no

menor entre los ángulos encontrados por la aplicación y los ángulos medidos por el instrumento Hioki, pero considerando el argumento presentado para el caso de carga trifásica balanceada, y el bajo error relativo y absoluto exhibidos en la Tabla 7-XII, se reafirma que este error se debe a la consideración de impedancias de línea erróneas.

**Tabla 7-XII: Error relativo y absoluto entre las potencias de barra calculadas y las medidas para el primer set de cargas.**

		Error relativo [%]		Error absoluto [kVA]		
	Barra	P[kW]	Q[kVAr]	Barra	P[kW]	Q[kVAr]
Circuito R	B1	2.97%	27.66%	B1	0.037	0.014
	B2	0.00%	0.00%	B2	0.000	0.000
	B3	-	0.00%	B3	-0.026	0.000
	B4	-	0.00%	B4	0.048	0.000
	B5	1.48%	0.00%	B5	-0.016	0.000
	B6	0.00%	0.00%	B6	0.000	0.000
Circuito S	B7	4.50%	-	B7	0.061	0.022
	B8	0.00%	0.00%	B8	0.000	0.000
	B9	0.00%	0.00%	B9	0.000	0.000
	B10	-	-	B10	-0.068	-0.029
	B11	0.40%	0.00%	B11	-0.005	0.000
	B12	-	-	B12	0.017	-0.039
Circuito T	B13	4.32%	-	B13	0.061	0.022
	B14	0.00%	0.00%	B14	0.000	0.000
	B15	-	0.00%	B15	-0.021	0.000
	B16	-	-	B16	-0.040	-0.018
	B17	0.69%	0.00%	B17	-0.009	0.000
	B18	-	-	B18	0.020	-0.047

### **7.3 Ejecución del programa desarrollado en la red SCADA del pueblo de Huatacondo**

Se muestran los resultados obtenidos para el sistema eléctrico de Huatacondo. El experimento se realizó el día 4 de Octubre de 2011, a las 10:44 de la mañana. Esto trae como consecuencia que la fuente de generación fueron los paneles solares, y que el inversor de baterías, ubicado en la barra de referencia, se comportó como una carga. Se consideró una potencia base igual a 25[kVA], ya que la potencia nominal de la planta fotovoltaica es de 22.68[kVA], y un voltaje base de 380[V] fase-fase. Los resultados del proceso de estimación de estado se presenta en la Tabla 7-XIII, los datos medidos por las RTU de potencia activa y reactiva se observan en la Tabla 7-XIV, y finalmente los flujos de potencia calculados en base al estado estimado de la micro-red se expresan en la Tabla 7-XV. Finalmente, el error relativo entre los datos medidos y los datos calculados se exhiben en la Tabla 7-XVI.

**Tabla 7-XIII: Estado de las barras del sistema eléctrico de Huataco.**

Barra	Voltaje Medido [V]	Voltaje Medido [p.u.]	Voltaje Estimado [V]	Voltaje Estimado [p.u.]	Delta Estimado [rad]	Delta Estimado [°]
B1	382.116	1.006	382.131	1.006	0.003	0.178
B2	-	-	382.131	1.006	0.003	0.178
B3	382.000	1.005	382.170	1.006	0.003	0.174
B4	-	-	382.317	1.006	0.003	0.169
B5	381.794	1.005	381.267	1.003	0.002	0.112
B6	380.186	1.000	380.163	1.000	0.000	0.000
B7	-	-	381.243	1.003	0.002	0.121
B8	391.560	1.030	390.710	1.028	0.007	0.383
B9	-	-	382.087	1.005	0.003	0.173

**Tabla 7-XIV: Datos medidos en el sistema eléctrico de Huataco.**

Barra	Conexion	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAR]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
B1	Generador 1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
B1	Carga 2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
B8	Generador 3	19.025	0.761	-1.395	-0.056	19.076	0.763	1.00
B6	Generador 4	-10.356	-0.414	4.984	0.199	11.493	0.460	0.90
B6	Generador 5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
B6-B5	Flujo potencia	-11.000	-0.440	4.000	0.160	11.705	0.468	0.94
B5-B7	Flujo potencia	0.368	0.015	1.397	0.056	1.445	0.058	0.25
B3-B9	Flujo potencia	1.000	0.040	0.000	0.000	1.000	0.040	1.00
B3-B2	Flujo potencia	0.892	0.036	0.702	0.028	1.136	0.045	0.79
B4-B3	Flujo potencia inferido	1.892	0.076	0.702	0.028	2.018	0.081	0.94
B5-B4	Flujo potencia inferido	-11.368	-0.455	2.603	0.104	11.662	0.466	0.97

Tabla 7-XV: Cálculo de flujo de potencia para el sistema eléctrico de Huatacundo.

Línea	P[kW]	P[p.u.]	Q[kVAr]	Q[p.u.]	S[kVA]	S[p.u.]	f.p.
L 1-2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.00
L 2-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.00
L 2-3	-0.893	-0.036	-0.702	-0.028	1.136	0.045	0.79
L 3-2	0.893	0.036	0.702	0.028	1.136	0.045	0.79
L 3-4	-1.892	-0.076	-0.702	-0.028	2.018	0.081	0.94
L 4-3	1.893	0.076	0.702	0.028	2.019	0.081	0.94
L 4-5	11.402	0.456	-2.598	-0.104	11.695	0.468	0.98
L 5-4	-11.368	-0.455	2.602	0.104	11.662	0.466	0.97
L 5-6	10.718	0.429	-4.484	-0.179	11.619	0.465	0.92
L 6-5	-10.679	-0.427	4.492	0.180	11.585	0.463	0.92
L 5-7	0.368	0.015	1.397	0.056	1.445	0.058	0.25
L 7-5	-0.368	-0.015	-1.397	-0.056	1.445	0.058	0.25
L 7-9	-1.524	-0.061	0.463	0.019	1.592	0.064	0.96
L 9-7	1.527	0.061	-0.462	-0.018	1.596	0.064	0.96
L 3-9	1.000	0.040	0.000	0.000	1.000	0.040	1.00
L 9-3	-1.000	-0.040	0.000	0.000	1.000	0.040	1.00
L 4-8	-18.614	-0.745	1.434	0.057	18.669	0.747	1.00
L 8-4	19.028	0.761	-1.395	-0.056	19.079	0.763	1.00

La información contenida en la Tabla 7-XV se expresa de manera visual en la Figura 7.3.

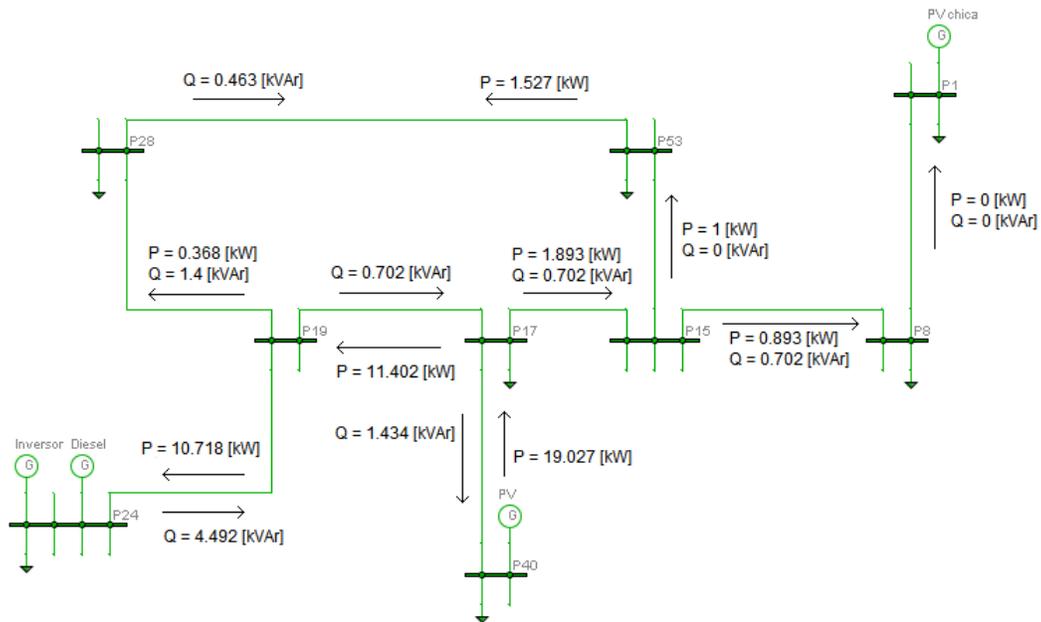


Figura 7.3: Representación visual de los resultados obtenidos sobre el sistema eléctrico de Huatacundo (elaboración propia).

**Tabla 7-XVI: Error relativo porcentual entre datos medidos y datos calculados para el sistema eléctrico de Huatacondo.**

Barra	Datos medidos		Datos calculados		Error relativo	
	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
B1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	0.000%
B6	-10.356	4.984	-10.679	4.492	3.112%	-9.874%
B8	19.025	-1.395	19.028	-1.395	0.017%	-0.023%
B6-B5	-11.000	4.000	-10.679	4.492	-2.921%	12.298%
B5-B7	0.368	1.397	0.368	1.397	0.080%	0.000%
B3-B9	1.000	0.000	1.000	0.000	0.030%	0.000%
B3-B2	0.892	0.702	0.893	0.702	0.070%	0.000%
B4-B3	1.892	0.702	1.893	0.702	0.024%	0.002%
B5-B4	-11.368	2.603	-11.368	2.602	0.003%	-0.003%

Como se puede observar en la tabla recién presentada, el estado estimado de la red concuerda bien con los datos recogidos por las RTU, al igual que como ocurrió en las pruebas presentadas en las secciones 7.1 y 7.2, siendo todos los errores relativos porcentuales menores a un 13%. En esta ocasión, sin embargo, el estado encontrado por el programa implica que debería existir un pequeño generador cercano a los 500[W] en la barra B9 (P53 en la Figura 7.3), pues el flujo de potencia activa que entra a esa barra es igual a 1[kW], mientras que el flujo de potencia activa que sale de la barra es igual a 1.527[kW]. Esto es un error, pues dicho generador no existe. Sin embargo, si se considera que 500[W] es el 2% de la potencia base elegida, se cree que no es tan importante. Una posibilidad para solucionar este problema es la de agregar una restricción adicional al método estimador de estado, que imponga que el flujo de potencia activa y reactiva entre los postes P53 y P28 debe ser menor o igual al flujo de potencia activa y reactiva entre los postes P15 y P53. Además, se tiene que en la barra P19 existe un pequeño consumo de 316[W], pero es un error que cae dentro de la misma línea de razonamiento.

## 8 Conclusiones y trabajo futuro

En este trabajo de memoria se entrega una visión general de los estimadores de estado, su rol en los sistemas SCADA, las posibilidades que ofrecen, y diversas consideraciones técnicas y recomendaciones para su implementación en un sistema de potencia eléctrico real, en particular en el desarrollo de las micro-redes y el valor que le pueden aportar a ellas.

Como resultado del trabajo realizado se obtiene una aplicación que implementa el estimador de estado basado en el método de mínimos cuadrados ponderados, capaz de funcionar sobre al menos dos redes eléctricas diferentes, considerando que los archivos de configuración son los apropiados para cada sistema, sin necesidad de cambiar nada en el programa en sí. Se logró dotar a este software con los bloques básicos que componen a un estimador de estado: análisis de observabilidad, estimador topológico, procesador de medidas erróneas, y estimador de estado de la red. Todos estos bloques se validaron de manera independiente, utilizando ejemplos encontrados en el material docente de la Universidad de Castilla-La Mancha, además de utilizar una simulación basada en la red real del pueblo y sus contactores para probar exhaustivamente el bloque estimador topológico. Se mostró también la importancia de ubicar los dispositivos de medida de manera estratégica, a fin de maximizar la cantidad de barras observables en un sistema dado.

Se ejecutó el programa en la micro-red de pruebas del Laboratorio de Energía y Accionamientos del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, y en el sistema eléctrico de Huatacondo, resultando que en ambas situaciones el estado de las barras encontrado por la aplicación, y por lo tanto los flujos de potencia tanto activa como reactiva calculados, coinciden con los datos de potencia tomados por las diferentes RTU que integran ambos sistemas SCADA con un error relativo porcentual no mayor al 13% en todos los casos, como se pudo establecer en la Tabla 7-XII para la micro-red de prueba, y en la Tabla 7-XVI para la ejecución del programa en el sistema SCADA de Huatacondo, lo cual valida el funcionamiento de la aplicación desarrollada. Para la ejecución del programa en la micro-red del laboratorio, existieron diferencias importantes entre los ángulos de tensión encontrados por el software y los ángulos medidos, como se puede observar en la Tabla 7-I y Tabla 7-VIII. Suponiendo que los datos medidos por los dispositivos PM750 existentes son correctos, se calcularon los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas del sistema a partir de los datos encontrados tanto por el programa como por el instrumento de medida Hioki, y se encontró que el error relativo porcentual entre las potencias calculadas y las potencias medidas correspondía siempre al estado encontrado por el programa, como se puede apreciar en la Tabla 7-VII y Tabla 7-XII, lo que apunta a que el error se encuentra en las impedancias de línea consideradas, siendo que esos parámetros son las únicas constantes entre los dos conjuntos de flujos de potencia calculados.

Como trabajo futuro, se propone lo siguiente:

- Desarrollar el sistema de control que permita tomar el estado de la red provisto por la presente aplicación, a fin de determinar la condición de operación actual del sistema eléctrico, y de tomar las acciones de control necesarias si es que dicho SEP estuviera operando en condiciones diferentes a las normales.

- Desarrollar un sistema de monitoreo remoto e interacción con el sistema eléctrico, por ejemplo mediante una página web que lea la información contenida en la MTU y le pueda entregar instrucciones de operación.
- Explorar otras alternativas de estimación de estado, por ejemplo, basados en filtros de Kalman, y compararlas con el modelo basado en el método MCP.
- Desarrollar una interacción entre la aplicación desarrollada y el programa Deep Edit, a fin de aumentar las posibilidades que ofrece ese software.

## 9 Bibliografía

- [1] A. Abur y A. Gómez Expósito, Power system state estimation, theory and implementation, Marcel Dekker, 2004.
- [2] W. Brokering Christie, R. Palma Behnke y L. Vargas Díaz, Ñom Lufke, Prentice Hall, 2009.
- [3] P. A. Weber Cornejo, Diseño e implementación de plataforma SCADA para sistema de electrificación sustentable en la localidad de Huatacondo, 2011.
- [4] A. R. Vargas Serrano, Diseño e implementación de un prototipo de inversor trifásico orientado a redes de distribución, 2010.
- [5] N. G. Echeverria, Análisis y evaluación ambiental. Proyecto sistema de energización sustentable para Huatacondo, comuna de Pozo Almonte, región de Tarapacá., 2010.
- [6] M. Á. Cancino, Estrategias para la intervención tecnológica de ERNC en comunidades rurales, bajo el marco de la iniciativa GeVi (Generador Virtual)., 2010.
- [7] R. Palma Behnke, Mercados energéticos internacionales, apuntes de clases, 2008.
- [8] NAVIGANT Consulting, Microgrids Research Assessment - Phase 2, 2006.
- [9] S. Chowdhury y P. Crossley, Microgrids and Active Distribution Networks, The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [10] C. Strauss, Practical electrical network automation and communication systems, Elsevier, 2003.
- [11] K. Ronald, Securing SCADA systems, Wiley, 2005.
- [12] D. Bailey y W. Edwin, Practical SCADA for industry, Elsevier, 2003.
- [13] J. P. Rojas Curi, Análisis de un control automático de generación para el SING, 2006.
- [14] P. Álvarez Danker, Desarrollo de un modelo computacional de estimación de estado para sistema eléctricos de potencia, 2005.
- [15] A. J. Conejo, 2011. [En línea]. Available: [http://www.uclm.es/area/gsee/Archivos%20Pag-web/docencia/aelect/02\\_StateEstimation\\_R3.pdf](http://www.uclm.es/area/gsee/Archivos%20Pag-web/docencia/aelect/02_StateEstimation_R3.pdf).
- [16] [Online]. Available: <http://www.mathdotnet.com>.

# 10 Anexos

## 10.1 Anexo 1: Red eléctrica del pueblo de Huatacondo

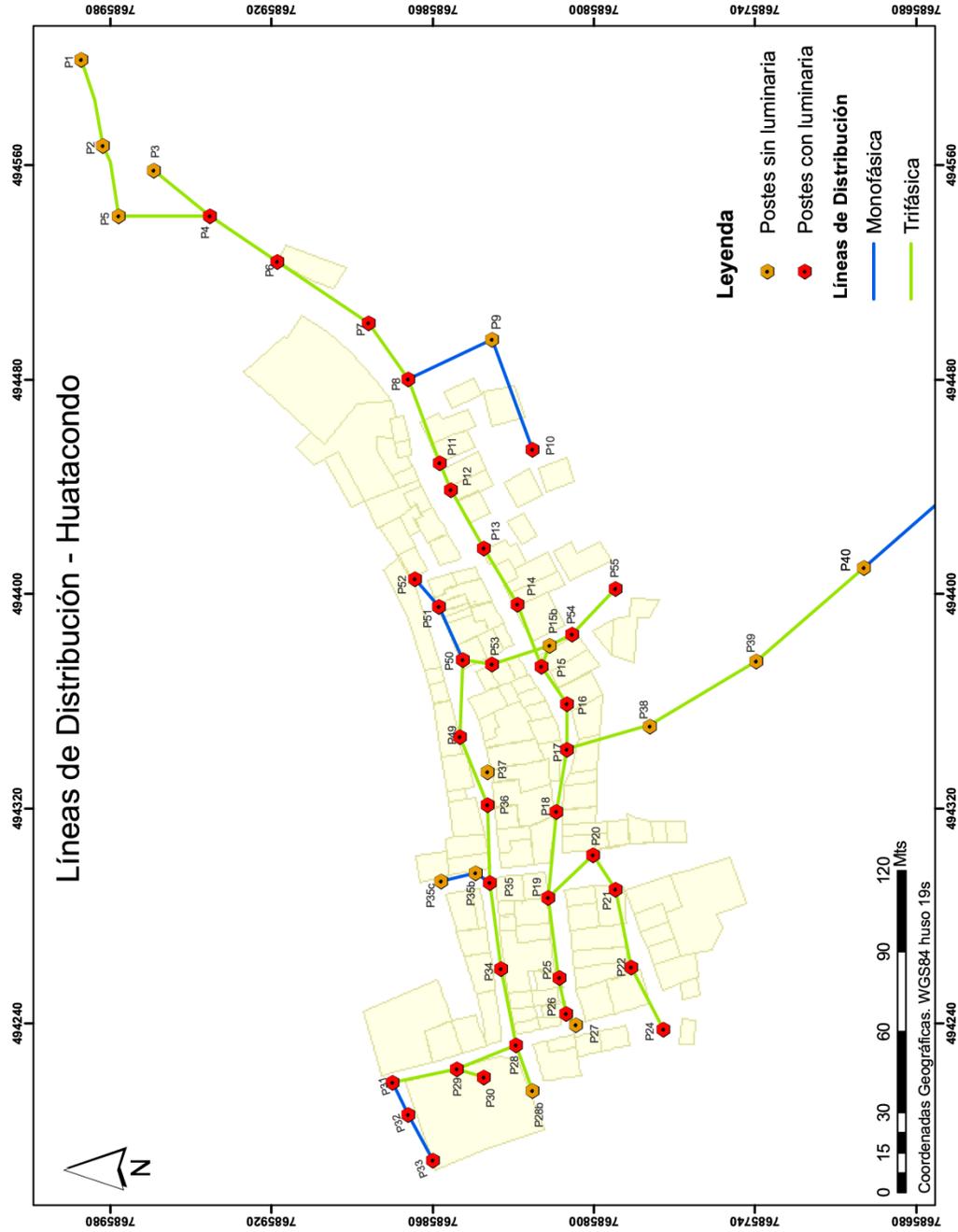


Figura 10.1: Plano del sistema eléctrico de Huatacondo (fuente Centro de Energía).

En la Figura 10.1 se observa el plano de la red de Huatacondo, indicando, entre otras cosas, los postes que cuentan con luminaria pública. Cabe notar que no se muestran los postes que llegan hasta el generador eólico, los cuales están del poste P40 hacia el sur.

## 10.2 Anexo 2: Diagrama de flujo del estimador topológico

El algoritmo general para determinar la topología de la red en un momento dado se observa en la Figura 10.2.

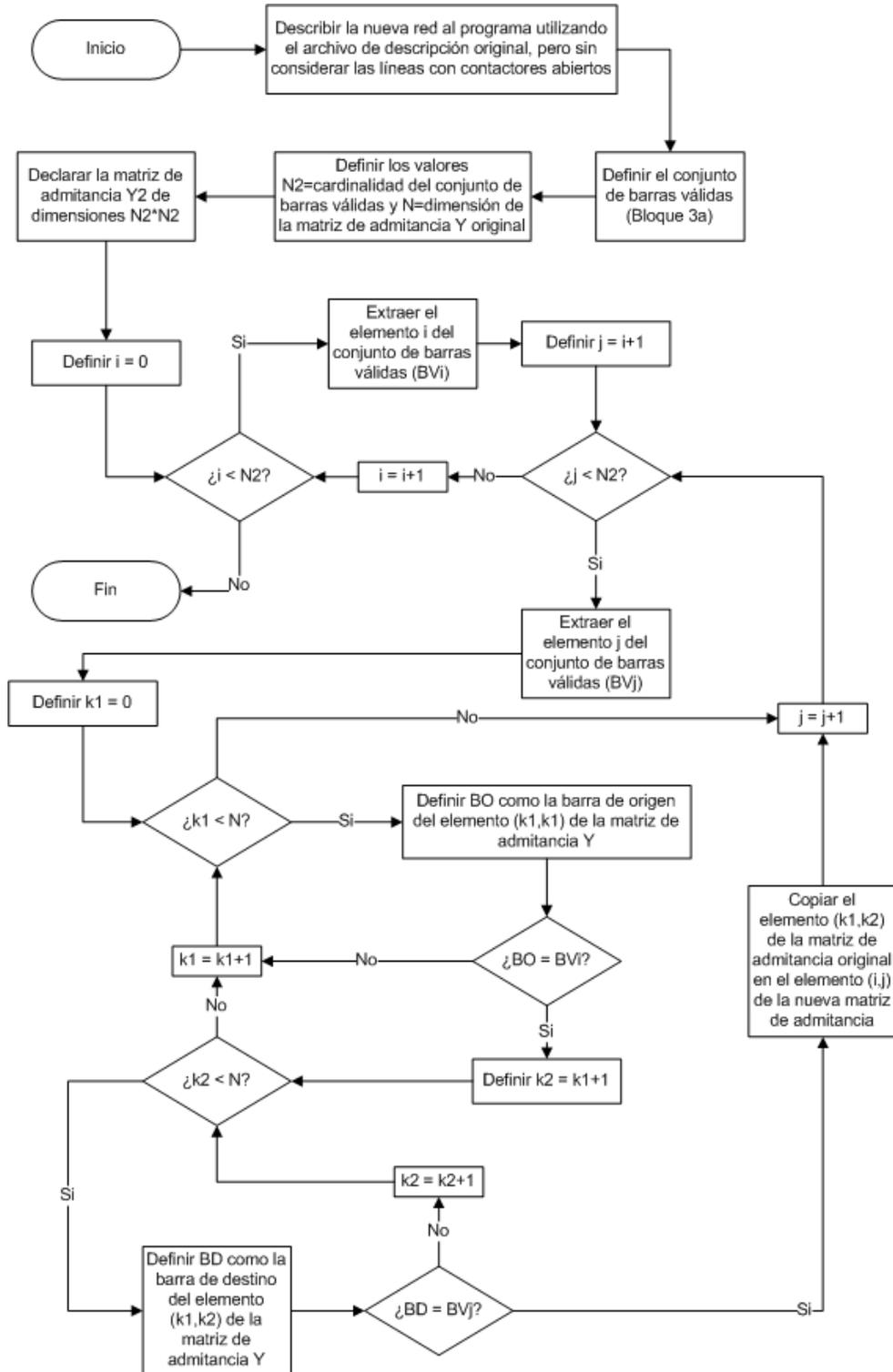


Figura 10.2: Algoritmo del estimador topológico (elaboración propia).

## 10.2.1 Obtención del conjunto de barras válidas

Debido al cambio de estado de contactores, puede ocurrir que ciertas barras entren o salgan del sistema eléctrico, por lo que se deben obtener las barras que conforman la nueva red, a partir de la matriz de admitancia. El proceso se observa en la Figura 10.3. Esencialmente, este método busca encontrar todas las barras que posean al menos una conexión eléctrica entre ellas, y que estén conectadas al menos a un generador capaz de imponer frecuencia.

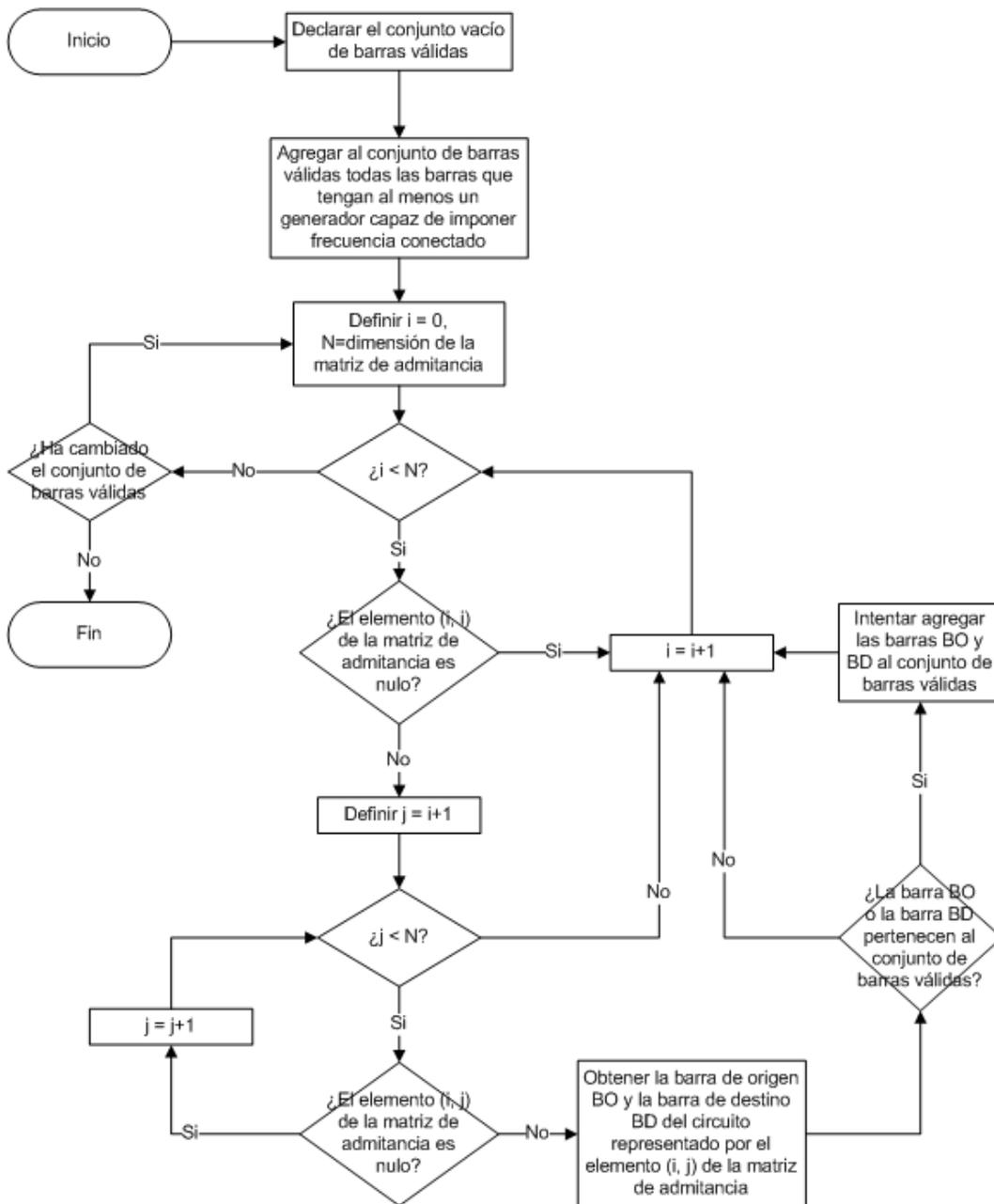
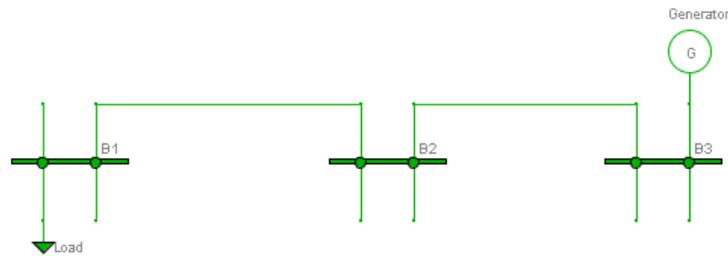


Figura 10.3: Proceso para la obtención del conjunto de barras válidas (elaboración propia).

La razón de que el proceso deba ser ejecutado tantas veces como cambie el conjunto de barras válidas, se ilustra mediante el siguiente ejemplo. Considérese un sistema eléctrico

de potencia de tres barras, como el que se muestra en la Figura 10.4. El conjunto de barras válidas comienza con la barra 3 como único elemento, y en la primera pasada por la matriz de admitancia del sistema, el algoritmo verá que la barra 1 está conectada a la barra 2, y que ninguna pertenece al conjunto de barras válidas, por lo que no se agregarán a dicho conjunto. Después, el proceso agregará la barra 2 al conjunto, al ver que está conectada con la barra 3, pero dejará fuera a la barra 1. Con una segunda pasada el programa agregará la barra 1 a las barras válidas.



**Figura 10.4: Sistema eléctrico de potencia de tres barras (elaboración propia).**

Es fácil ver que este ejemplo se puede extender a  $n$  barras, siempre que el generador esté conectado a la barra  $n$ -ésima, por lo que, en el peor caso, el proceso de obtener todas las barras válidas del sistema puede ser de orden  $(N^2)^N$ .

### 10.3 Anexo 3: Algoritmo para la toma de medidas desde las RTU

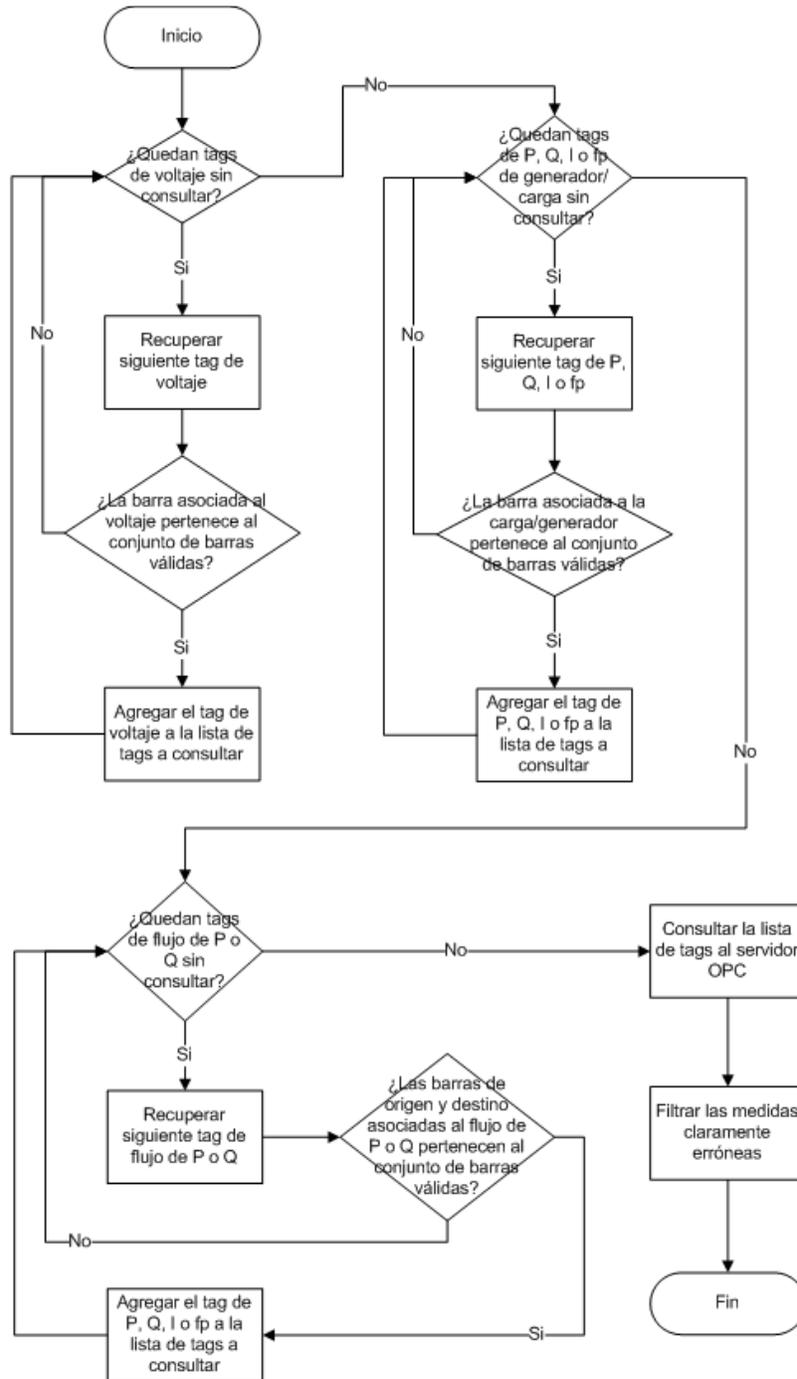


Figura 10.5: Algoritmo general para determinar la toma de medidas desde las RTU (elaboración propia).

#### 10.4 Anexo 4: Detalle del montaje de dispositivos en la micro-red del laboratorio del 4º piso de electrotecnologías

En la Figura 10.6 se observa la disposición física de los aparatos que componen cada uno de los puntos de conexión de cargas a la micro-red.

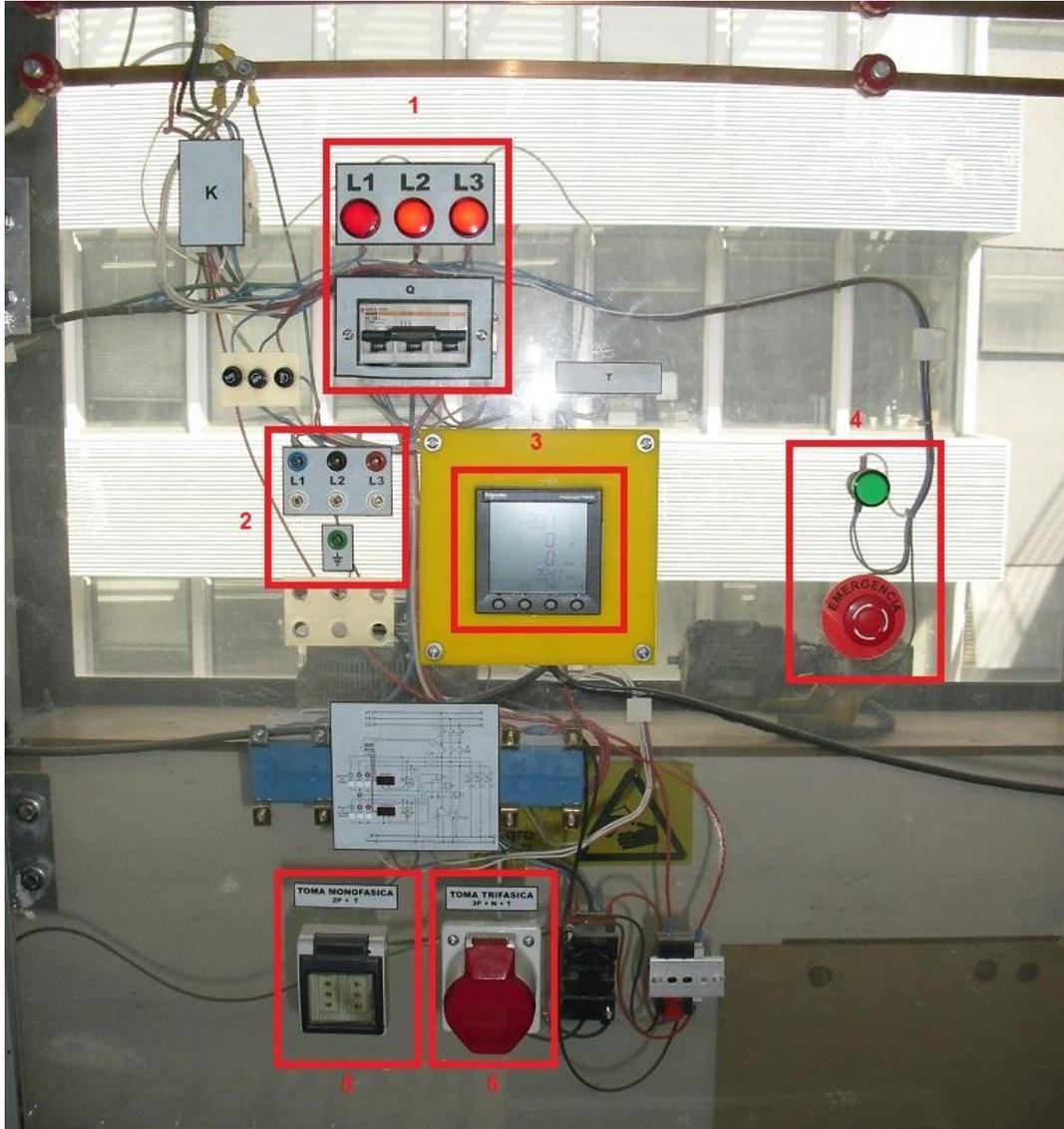


Figura 10.6: Panel de conexión de cargas a la micro-red (elaboración propia).

Los dispositivos numerados se detallan a continuación:

1. Interruptor automático de todo el conjunto.
2. Puntos de medición de tensión de las fases de la barra. Estos puntos poseen un fusible de 1[A], a fin de evitar que se utilicen para energizar cargas.
3. Unidad de medida PM750, para medir el consumo de una carga conectada.
4. Botón de emergencia para desenergizar la red completa.
5. Toma monofásica.
6. Toma trifásica.

## 10.5 Anexo 5: Algoritmo para calcular el núcleo de una matriz

Como se menciona en la sección 3.2.3, para el análisis de observabilidad, se debe calcular el núcleo de  $H(x)$ , la matriz Jacobiana del sistema. Sin embargo, es difícil implementar el método aprendido en el primer año de la carrera, puesto que este se basaba mucho en la habilidad de reconocer patrones que poseyera el alumno, algo complejo de programar y que daría para un trabajo de memoria completo, si es que no una tesis de magister.

En lugar de eso, se utilizará un método basado en la Descomposición en Valores Singulares (SVD, por sus siglas en inglés) de una matriz.

Formalmente, la descomposición en valores singulares de una matriz real o imaginaria  $M$  de dimensiones  $m \times n$  es una factorización de la forma

$$M = USV^T$$

Donde  $U$  es una matriz unitaria de dimensiones  $m \times m$ , que también corresponde a los vectores propios de la matriz  $M * M^T$ ,  $S$  es una matriz diagonal de dimensiones  $m \times n$  y  $V$  es una matriz unitaria de dimensiones  $n \times n$ , que es igual a la matriz formada por los vectores propios de la matriz  $M^T * M$ . Estas tres matrices pueden ser reales o imaginarias.

Denotemos las columnas de la matriz  $V$  mediante los vectores  $v_1, \dots, v_n$ , los elementos de la diagonal de  $S$  por  $s_1, \dots, s_{\min\{m,n\}}$  y definamos  $s_{\min\{m,n\}+1} = 0, \dots, s_{\max\{m,n\}} = 0$ . Se tendrá, entonces, que las columnas  $v_i$  tales que  $s_i = 0$  formarán una base ortonormal del núcleo de la matriz  $M$ .

## 10.6 Anexo 6: Cálculo del núcleo de una matriz en la aplicación

En el software desarrollado, se utiliza el método descrito por el anexo 10.5 para calcular el núcleo de una matriz. Sin embargo, durante el proceso de desarrollo de la aplicación, se ha visto que, en ocasiones, la matriz  $H$  es tal que calcular su factorización SVD requiere mucho tiempo. En efecto, un pequeño experimento que consistió en construir matrices aleatorias cuadradas de dimensiones  $i \times i, i \in [1,500]$  se constató que el tiempo que tomaba hacer la descomposición resulta ser exponencial. Considerando esto, se decidió implementar el cálculo del núcleo de la matriz con dos hilos de proceso, o threads, que corren en paralelo. El thread  $T1$  calcula el núcleo de la matriz, mientras que el thread  $T2$  espera una cantidad de segundos “ $t$ ” especificada por el usuario antes de interrumpir al thread  $T1$ . Si resulta que  $T1$  termina antes que pasen “ $t$ ” segundos, el thread  $T2$  no hace nada. Esto efectivamente previene que el programa se pueda “colgar” si es que, por esas cosas de la vida, la factorización SVD tomara demasiado tiempo. En la Figura 10.7 se observa el tiempo de obtención del núcleo para matrices aleatorias cuadradas de dimensiones  $i \times i, i \in [1,500]$ , con un tiempo límite de 10 segundos de procesamiento, en la cual se puede ver claramente la forma exponencial del tiempo de procesamiento y el funcionamiento del tiempo límite establecido. También se pueden ver dos ejemplos de matrices tales que su factorización SVD hubiese tomado más de 10 segundos en resolverse.

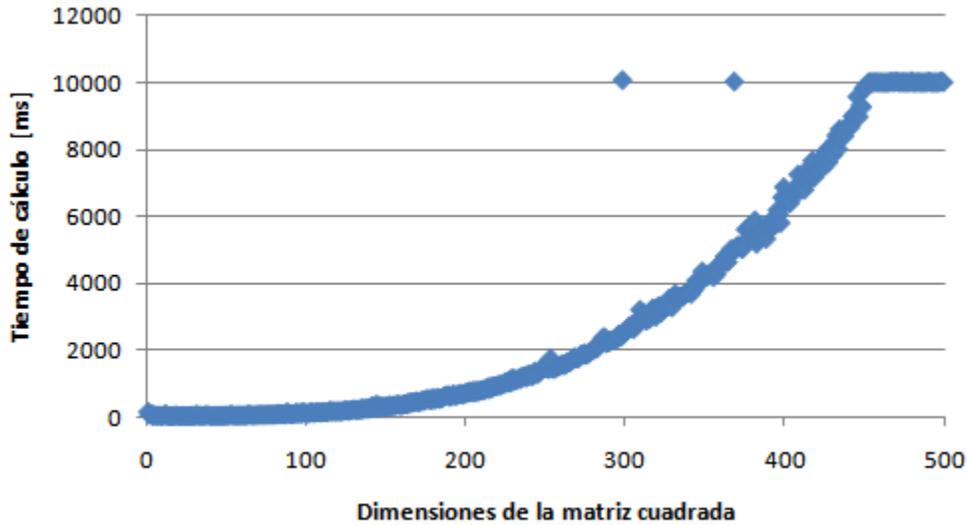


Figura 10.7: Tiempo de cálculo del núcleo para diferentes matrices con un límite de 10 segundos (elaboración propia).

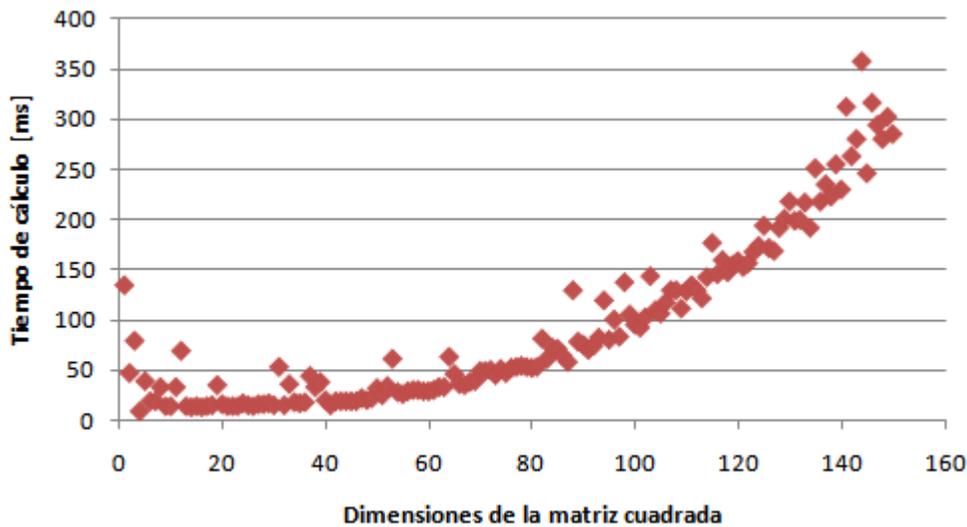


Figura 10.8: Tiempo de cálculo del núcleo para matrices cuadradas de hasta 150 filas y columnas con un límite de 10 segundos (elaboración propia).

De todas maneras, en este experimento en particular no se detectó ninguna matriz de menos de 150 filas y 150 columnas que pudiera “colgar” al programa. De hecho, como se puede observar en la Figura 10.8, la factorización SVD de estas matrices no toma más de 400 milisegundos, pero se consideró que no es malo dejar el límite de tiempo establecido.

### 10.7 Anexo 7: Análisis de observabilidad para la red de 10 barras

Como se detalla en la sección 3.2.3, la observabilidad de un sistema se puede analizar calculando el núcleo de la matriz jacobiana  $H(x)$  con  $x$  inicializado como el perfil plano. Para la red planteada en el capítulo 5.3, dicha matriz se muestra en la Tabla 10-I. El

núcleo de ella se observa en la Tabla 10-II. Para hacer el análisis, se numeraron las barras de la siguiente manera:

Id barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Id poste	P1	P8	P15	P17	P19	P24	P28	P35	P40	P53

**Tabla 10-I: Matriz jacobiana H para el sistema de 10 barras.**

		Variables de estado																		
		v1	v2	v3	v4	v5	v6	v7	v8	v9	v10	d1	d2	d3	d4	d5	d7	d8	d9	d10
		x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18	x19
Mediciones tomadas	V1	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	V3	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	V5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	V6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	V9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	P1	21.6	-21.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	-2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	P6	0.0	0.0	0.0	0.0	-129.7	129.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-25.6	0.0	0.0	0.0	0.0
	P9	0.0	0.0	0.0	-33.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.1	0.0	0.0	0.0	3.1
	Q1	2.1	-2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-21.6	21.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Q6	0.0	0.0	0.0	0.0	-25.6	25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	129.7	0.0	0.0	0.0	0.0
	Q9	0.0	0.0	0.0	-3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	0.0	0.0	0.0	-33.0	0.0
	P3-2	0.0	-372.9	372.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-46.6	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	P3-10	0.0	0.0	182.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-182.2	0.0	0.0	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-17.4
	P5-6	0.0	0.0	0.0	0.0	129.7	-129.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.6	0.0	0.0	0.0	0.0
	P5-7	0.0	0.0	0.0	0.0	333.8	0.0	-333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41.7	-41.7	0.0	0.0	0.0
	Q3-2	0.0	-46.6	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	372.9	-372.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Q3-10	0.0	0.0	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-17.4	0.0	0.0	-182.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	182.2
	Q5-6	0.0	0.0	0.0	0.0	25.6	-25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-129.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Q5-7	0.0	0.0	0.0	0.0	41.7	0.0	-41.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-333.8	333.8	0.0	0.0	0.0	

**Tabla 10-II: Núcleo de la matriz jacobiana H del sistema de 10 barras.**

Variables de estado	v1	x1	0	0	0	0
	v2	x2	0	0	0	0
	v3	x3	0	0	0	0
	v4	x4	0	0	0	0
	v5	x5	0	0	0	0
	v6	x6	0	0	0	0
	v7	x7	0	0	0	0
	v8	x8	-0.85070	-0.52553	-0.01133	0
	v9	x9	0	0	0	0
	v10	x10	0	0	0	0
	d1	x11	0.09142	-0.15802	0.46548	0
	d2	x12	0.09142	-0.15802	0.46548	0
	d3	x13	0.09142	-0.15802	0.46548	0
d4	x14	0.34848	-0.55855	-0.25805	0	
d5	x15	0	0	0	0	
d7	x16	0	0	0	0	
d8	x17	0	0	0	1	
d9	x18	0.34848	-0.55855	-0.25805	0	
d10	x19	0.09142	-0.15802	0.46548	0	

Como se puede ver, existen valores no nulos en el núcleo de la matriz H, lo que muestra que las variables de estado  $x_8, x_{11}, x_{12}, x_{13}, x_{14}, x_{17}, x_{18}$  y  $x_{19}$  son no observables. Más aún, mirando la matriz H, se puede notar que la columna entera relacionada con las variables de estado  $x_8$  y  $x_{17}$  no poseen ningún elemento no nulo, lo que dice que no existen mediciones que involucren directamente a esa barra.

### 10.8 Anexo 8: Determinación de las topologías posibles para la red de Huatacondo determinadas por el estimador de topologías

En este anexo se mostrarán algunas de las matrices de admitancia para el pueblo basadas en el estado de los contactores existentes en las líneas, sin considerar la barra del generador eólico. Como existen 4 contactores (ver Figura 5.9), existirán  $2^4 = 16$  combinaciones posibles. Para no aburrir al lector, se presentarán cuatro configuraciones que ilustren de buena manera el funcionamiento del estimador. Estas configuraciones son las siguientes:

**Tabla 10-III: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo sin contactores abiertos.**

		Id barra destino								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Id barra origen	1	21.61-2.11j	-21.61+2.11j	0	0	0	0	0	0	0
	2	-21.61+2.11j	394.49-48.72j	-372.88+46.61j	0	0	0	0	0	0
	3	0	-372.88+46.61j	755.2-89.03j	-200.1+25.01j	0	0	0	0	-182.22+17.41j
	4	0	0	-200.1+25.01j	390.03-47.78j	-156.96+19.62j	0	0	-32.97+3.15j	0
	5	0	0	0	-156.96+19.62j	370.65-54.73j	-129.74+25.58j	-83.95+9.53j	0	0
	6	0	0	0	0	-129.74+25.58j	129.74-25.58j	0j	0	0
	7	0	0	0	0	-83.95+9.53j	0	119.43-12.92j	0	-35.49+3.39j
	8	0	0	0	-32.97+3.15j	0	0	0	32.97-3.15j	0
	9	0	0	-182.22+17.41j	0	0	0	0	-35.49+3.39j	0

**Tabla 10-IV: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con el contactor de la línea 5-7 abierto.**

		Id barra destino								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Id barra origen	1	21.61-2.11j	-21.61+2.11j	0	0	0	0	0	0	0
	2	-21.61+2.11j	394.49-48.72j	-372.88+46.61j	0	0	0	0	0	0
	3	0	-372.88+46.61j	755.2-89.03j	-200.1+25.01j	0	0	0	0	-182.22+17.41j
	4	0	0	-200.1+25.01j	390.03-47.78j	-156.96+19.62j	0	0	0	-32.97+3.15j
	5	0	0	0	-156.96+19.62j	286.7-45.2j	-129.74+25.58j	0	0	0
	6	0	0	0	0	-129.74+25.58j	129.74-25.58j	0	0	0
	7	0	0	0	0	0	0	35.49-3.39j	0	-35.49+3.39j
	8	0	0	0	-32.97+3.15j	0	0	0	32.97-3.15j	0
	9	0	0	-182.22+17.41j	0	0	0	0	-35.49+3.39j	0

**Tabla 10-V: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con los contactores de las líneas 5-7 y 3-9 abiertos.**

		Id barra destino						
		1	2	3	4	5	6	8
Id barra origen	1	21.61-2.11j	-21.61+2.11j	0	0	0	0	0
	2	-21.61+2.11j	394.49-48.72j	-372.88+46.61j	0	0	0	0
	3	0	-372.88+46.61j	572.98-71.62j	-200.1+25.01j	0	0	0
	4	0	0	-200.1+25.01j	390.03-47.78j	-156.96+19.62j	0	-32.97+3.15j
	5	0	0	0	-156.96+19.62j	286.7-45.2j	-129.74+25.58j	0
	6	0	0	0	0	-129.74+25.58j	129.74-25.58j	0
	8	0	0	0	-32.97+3.15j	0	0	32.97-3.15j

**Tabla 10-VI: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con el contactor de la línea 2-3 abierto.**

		Id barra destino						
		3	4	5	6	7	8	9
Id barra origen	3	382.33-42.42j	-200.1+25.01j	0	0	0	0	-182.22+17.41j
	4	-200.1+25.01j	390.03-47.78j	-156.96+19.62j	0	0	-32.97+3.15j	0
	5	0	-156.96+19.62j	370.65-54.73j	-129.74+25.58j	-83.95+9.53j	0	0
	6	0	0	-129.74+25.58j	129.74-25.58j	0	0	0
	7	0	0	-83.95+9.53j	0	119.43-12.92j	0	-35.49+3.39j
	8	0	-32.97+3.15j	0	0	0	32.97-3.15j	0
	9	-182.22+17.41j	0	0	0	-35.49+3.39j	0	217.71-20.8j

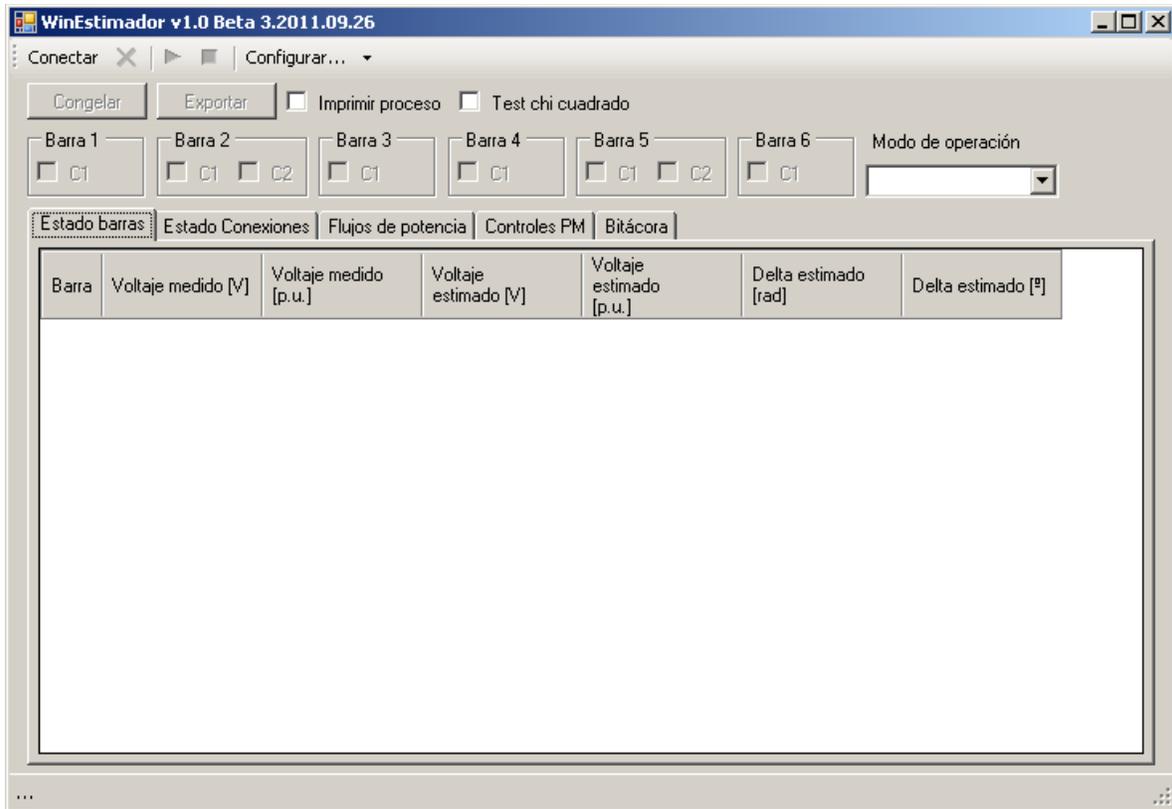
**Tabla 10-VII: Matriz de admitancia para la red eléctrica de Huatacondo con el contactor de la línea 5-6 abierto.**

		Id barra destino
		-1
Id barra origen	-1	0

En la Tabla 10-IV, Tabla 10-V, Tabla 10-VI y Tabla 10-VII, se puede apreciar cómo cambia la matriz de admitancia del pueblo de acuerdo a lo esperado, considerando que de los generadores instalados en la red eléctrica, solamente los instalados en la barra 6 (poste P24) son capaces de imponer frecuencia. En estas tablas se han resaltado en color azul y verde las modificaciones a la matriz como consecuencia de la salida de operación de las líneas particulares, para facilitar la comparación de las diversas matrices de admitancia.

### **10.9 Anexo 9: Manual de uso para la aplicación desarrollada**

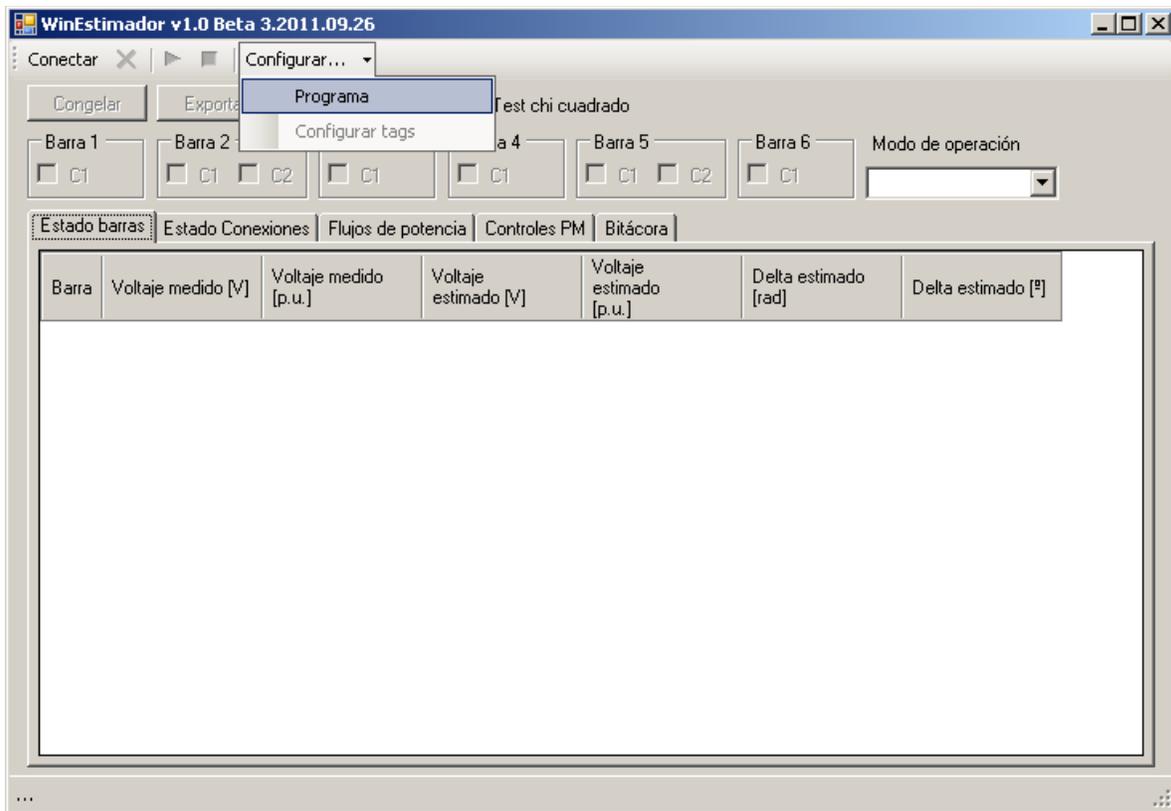
En el presente anexo, se mostrará como configurar y utilizar las diferentes capacidades del programa, para su ejecución en la micro-red del Laboratorio de Energía y Accionamientos.



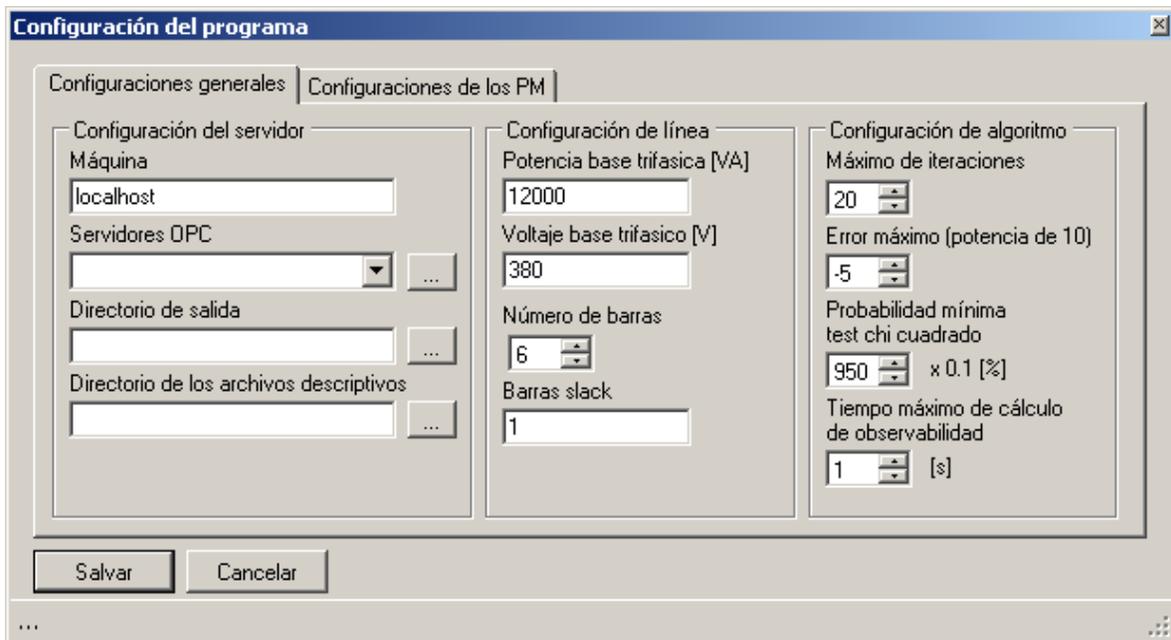
**Figura 10.9: Interfaz gráfica de la aplicación diseñada.**

La pantalla principal de la aplicación se muestra en la Figura 10.9. En ella, se observan, entre otras cosas, el menú de configuración, el botón de conexión al servidor OPC, el botón de exportación de resultados y los controles para conectar y desconectar cargas en la red.

El primer paso para hacer funcionar de buena manera el programa es configurarlo. Para esto, en el menú “Configurar...”, se selecciona la opción “Programa”, tal como se observa en la Figura 10.9. Con esto, se accede a la ventana que se exhibe en la Figura 10.11.



**Figura 10.10: Configuración del programa (paso 1).**



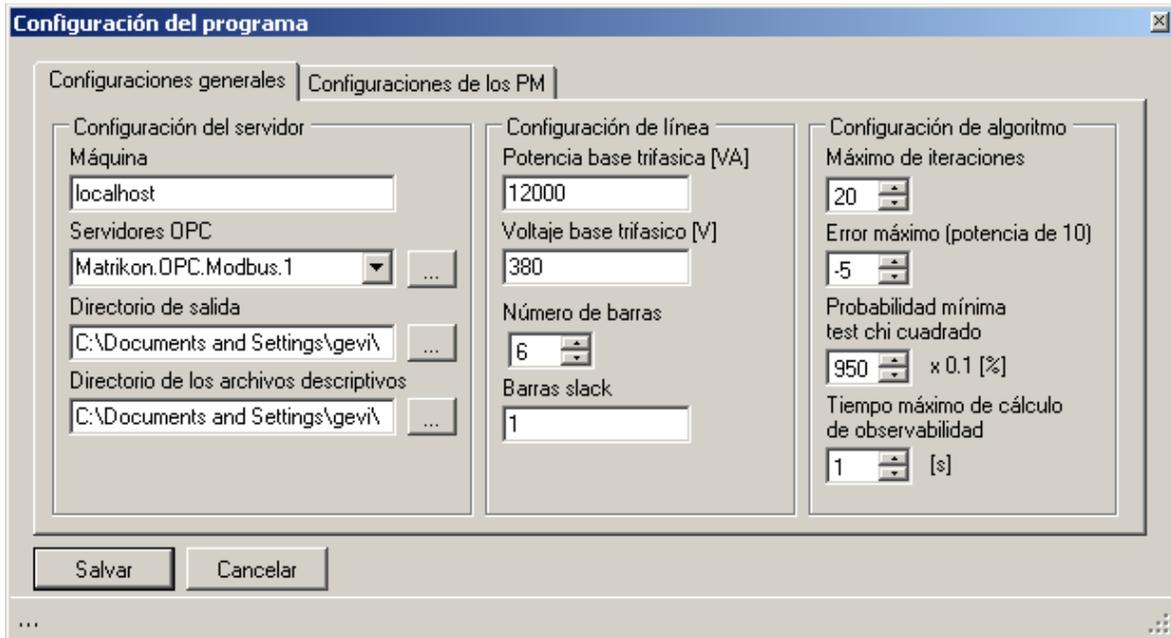
**Figura 10.11: Ventana de configuración de parámetros vacía.**

En esta ventana, se distinguen los siguientes campos:

- **Máquina:** El nombre o dirección IP del computador donde está alojado el servidor OPC. Normalmente se deja este campo con la máquina “localhost” (es decir, el computador donde corre la aplicación diseñada).
- **Servidores OPC:** En este campo se especifica el nombre del servidor OPC seleccionado. Si este campo estuviera vacío, o si se quiere cambiar de servidor OPC, se presiona el botón ubicado inmediatamente a la derecha del campo. Este botón intentará conectar con el computador especificado en el campo **Máquina**, y obtener una lista de servidores OPC en ese equipo. Si el proceso es exitoso, la lista de servidores se desplegará en el campo **Servidores OPC** y el usuario podrá elegir uno.
- **Directorio de salida:** En este campo se especifica el directorio en el que se guardarán los archivos de salida del programa. Igual que antes, si se quiere cambiar la carpeta o el campo está vacío, se debe presionar el botón inmediatamente a la derecha del campo, y se desplegará una nueva ventana para seleccionar una carpeta.
- **Directorio de archivos descriptivos:** En este campo se especifica el directorio en el que se encuentran los archivos de entrada del programa. Estos archivos corresponden a los descritos en las secciones 4.1.3 y 4.1.4, y deben ser llamados “elementos.csv”, para el archivo descrito en la sección 4.1.3, y “lineas\_Dx.csv” (que describe los parámetros de la línea como red de distribución) y “lineas\_Tx.csv” (que describe los parámetros de la línea como red de transmisión) para el archivo descrito en la sección 4.1.4. Igual que antes, si se quiere cambiar la carpeta o el campo está vacío, se debe presionar el botón inmediatamente a la derecha del campo, y se desplegará una nueva ventana para seleccionar una carpeta.
- **Potencia base trifásica:** En este campo se especifica la potencia base trifásica en [VA] que se considerará para construir el modelo en tanto por uno de la red.
- **Voltaje base trifásico:** En este campo se especifica el voltaje base trifásico en [V] que se considerará para construir el modelo en tanto por uno de la red.
- **Número de barras:** En este campo se especifica el número de barras totales de la red. Este campo está obsoleto, pues el número de barras del sistema se determina mediante la matriz de admitancia armada.
- **Barras slack:** En este campo se especifica la barra que se tomará como referencia en el sistema, es decir, la barra donde el ángulo de voltaje será nulo. Se puede especificar más de una barra de referencia, separando los números por comas:
 
$$b_{slack1}, b_{slack2}, \dots, b_{slackN}$$
- **Máximo de iteraciones:** En este campo se establece el máximo de iteraciones que efectuará el método estimador de estado antes de decidir que el estado de la red no converge.
- **Error máximo (potencia de 10):** En este campo se especifica un número  $n$  tal que el método estimador de estado se detiene si todos los elementos del vector de actualización  $\Delta x$  son menores a  $10^n$  (notar que  $n$  es un número negativo).
- **Probabilidad mínima test chi cuadrado:** En este campo se establece la probabilidad mínima de tener una medida correcta antes de ejecutar el módulo de manejo de errores descrito en las secciones 3.2.1 y 4.1.8. Cabe notar que el número ingresado en este campo se divide por 10 antes de ser interpretado como una probabilidad.

- **Tiempo máximo de cálculo de observabilidad:** En este campo se especifica el número de segundos máximo que tiene el programa para calcular el núcleo de la matriz H, es decir, el análisis de observabilidad.

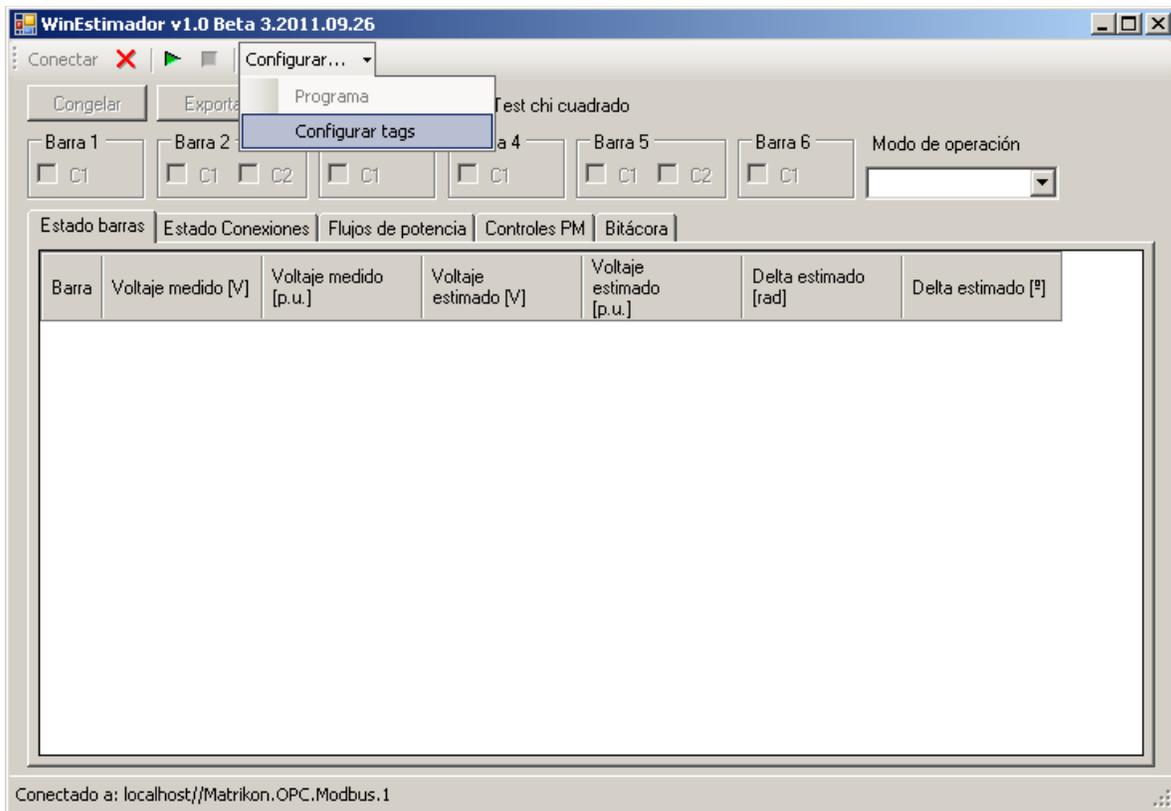
Una vez configurados todos estos campos, la ventana de configuración luce como se muestra en la Figura 10.12.



**Figura 10.12: Ventana de configuración típica.**

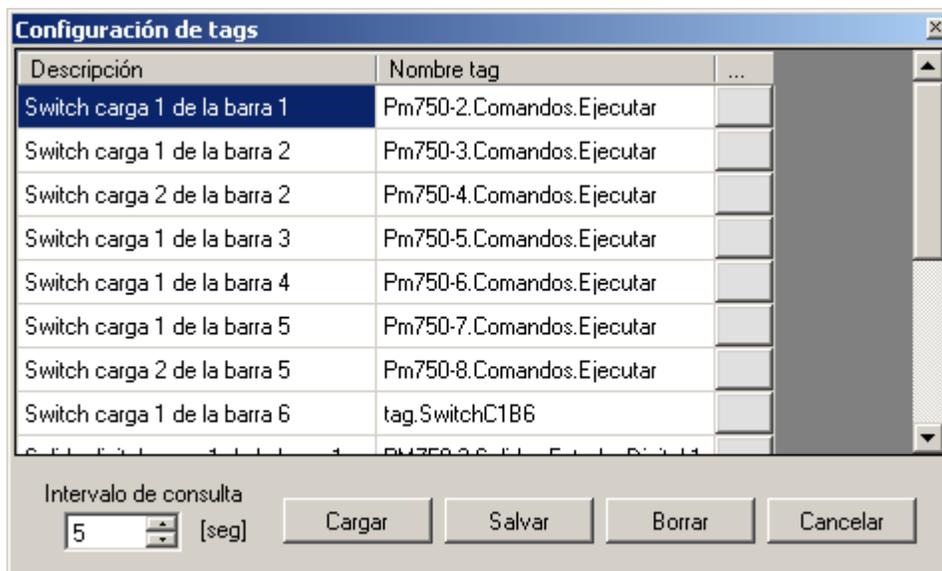
Una vez que se ha configurado el programa, no es necesario volver a hacerlo cada vez. Estas configuraciones quedarán guardadas en el disco duro del computador.

Ahora es necesario conectarse al servidor OPC. Esto se hace apretando el botón “Conectar”, que se observa en la esquina superior izquierda en la Figura 10.9. Si el proceso de conexión es exitoso, la pantalla principal debiera lucir como se muestra en la Figura 10.13. En esta figura se observa, además, el siguiente paso en la configuración del programa, que es ir al menú “Configurar...” y seleccionar la opción “Configurar tags”.



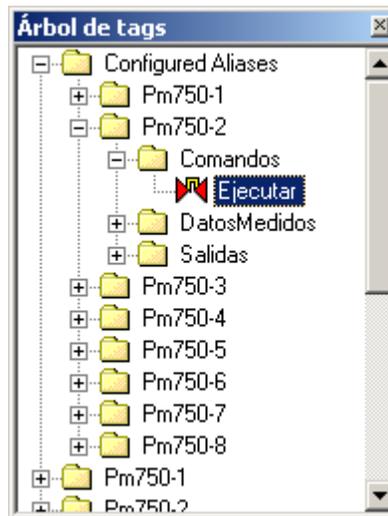
**Figura 10.13: Ventana principal con conexión al servidor OPC.**

Esta opción da acceso a la ventana que se observa en la figura X. En esta ventana se configuran tags específicos, que son los que permiten leer y escribir el estado de los relés que energizan las cargas conectadas a la red. En esta ventana se establece, además, cada cuanto tiempo se ejecutará el estimador de estado.

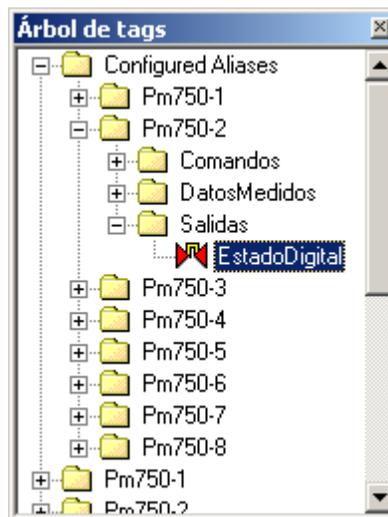


**Figura 10.14: Ventana de configuración de tags.**

Para configurar los tags, se debe presionar el botón de la última columna a la derecha. Esto hará que se despliegue una nueva ventana, que muestra todos los tags registrados en el servidor en forma de árbol. En esta ventana se buscan los tags “Ejecutar”, en la carpeta “Comandos” para cada unidad PM750, como se observa en la Figura 10.15, y los tags “EstadoDigital”, en la carpeta “Salidas”, como se observa en la Figura 10.16.

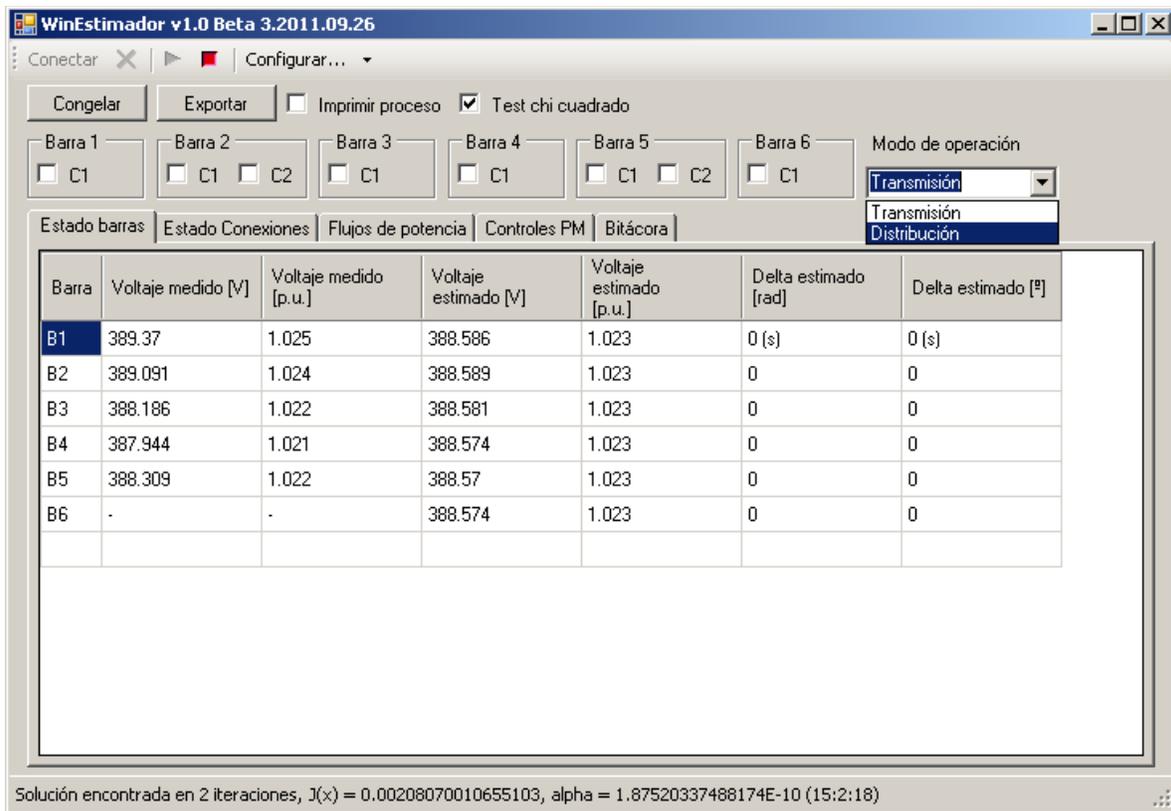


**Figura 10.15: Ubicación del tag “Ejecutar” para la unidad PM750-2.**



**Figura 10.16: Ubicación del tag “EstadoDigital” para la unidad PM750-2.**

Una vez configurados todos los tags, se presiona el botón “Salvar”. Al igual que las configuraciones generales del programa, estos cambios quedan en el disco duro de la máquina, por lo que, a menos que se quiera cambiar los tags, se debe realizar solamente una vez. Habiendo finalizado la configuración de los tags, se presiona el botón “play” verde, ubicado en la parte superior de la interfaz gráfica mostrada en la Figura 10.9. Esto iniciará el proceso de estimación de estado y desplegará la información en pantalla, como se observa en la Figura 10.17. Aquí se debe seleccionar el modo de operación de la red.



**Figura 10.17: Programa en funcionamiento.**

Existen tres pestañas que dan cuenta del funcionamiento del programa. La primera, “Estado barras”, exhibe las tensiones medidas y el estado estimado de la red. La segunda pestaña, “Estado conexiones” (ver Figura 10.18), muestra las potencias y corrientes medidas en las cargas y generadores de la red. Finalmente, la pestaña “Flujos de potencia” (ver Figura 10.19) presenta los flujos de potencia de línea calculados a partir del estado estimado del sistema.

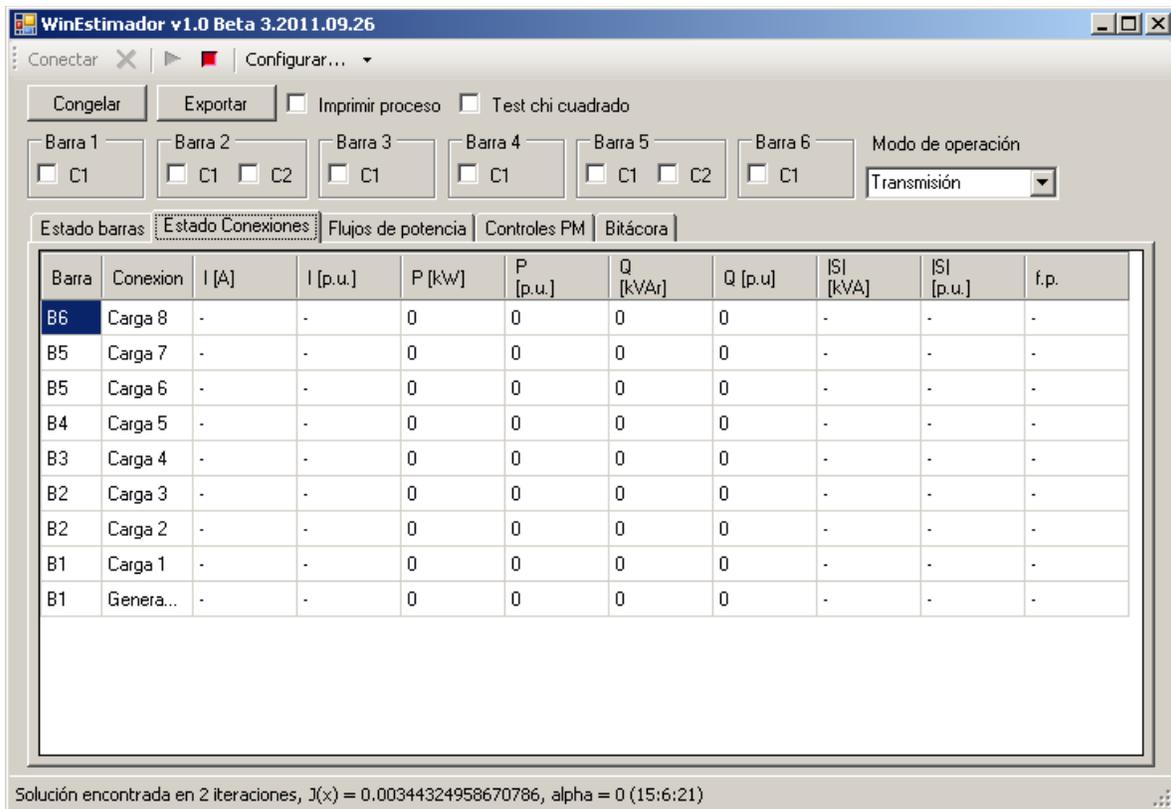


Figura 10.18: Pestaña “Estado conexiones” para una red sin cargas.

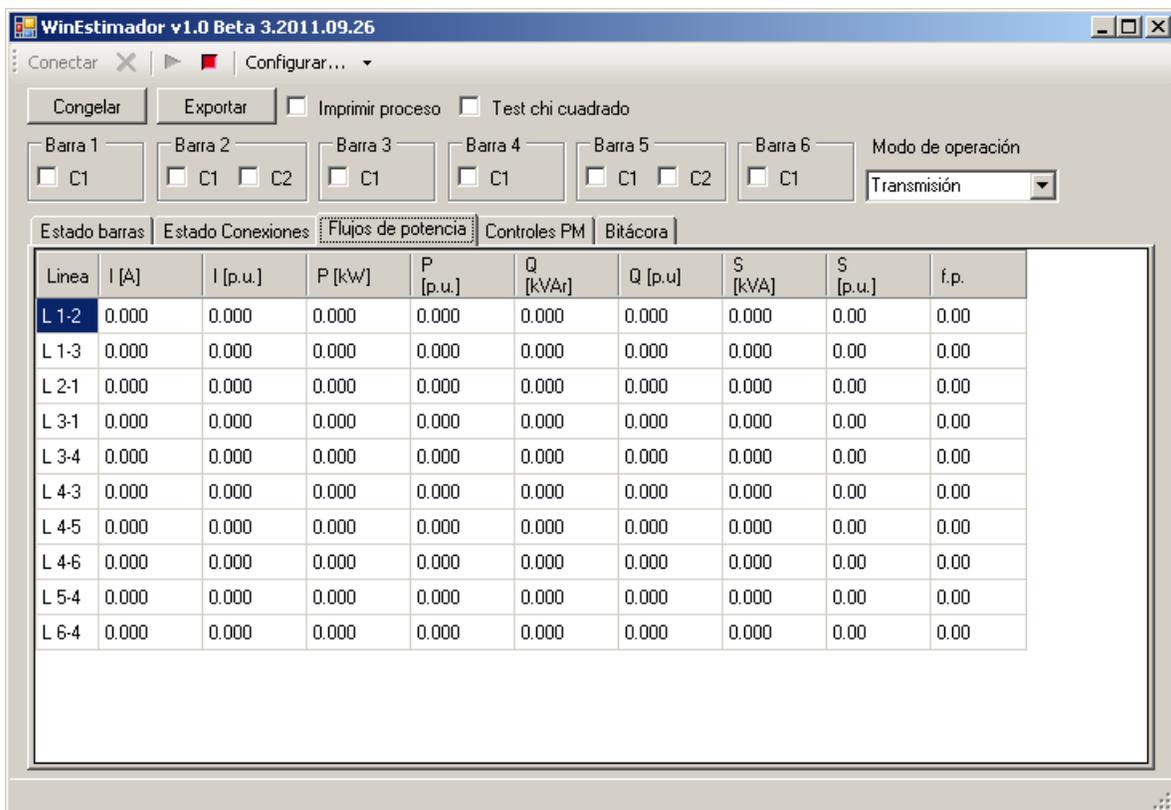
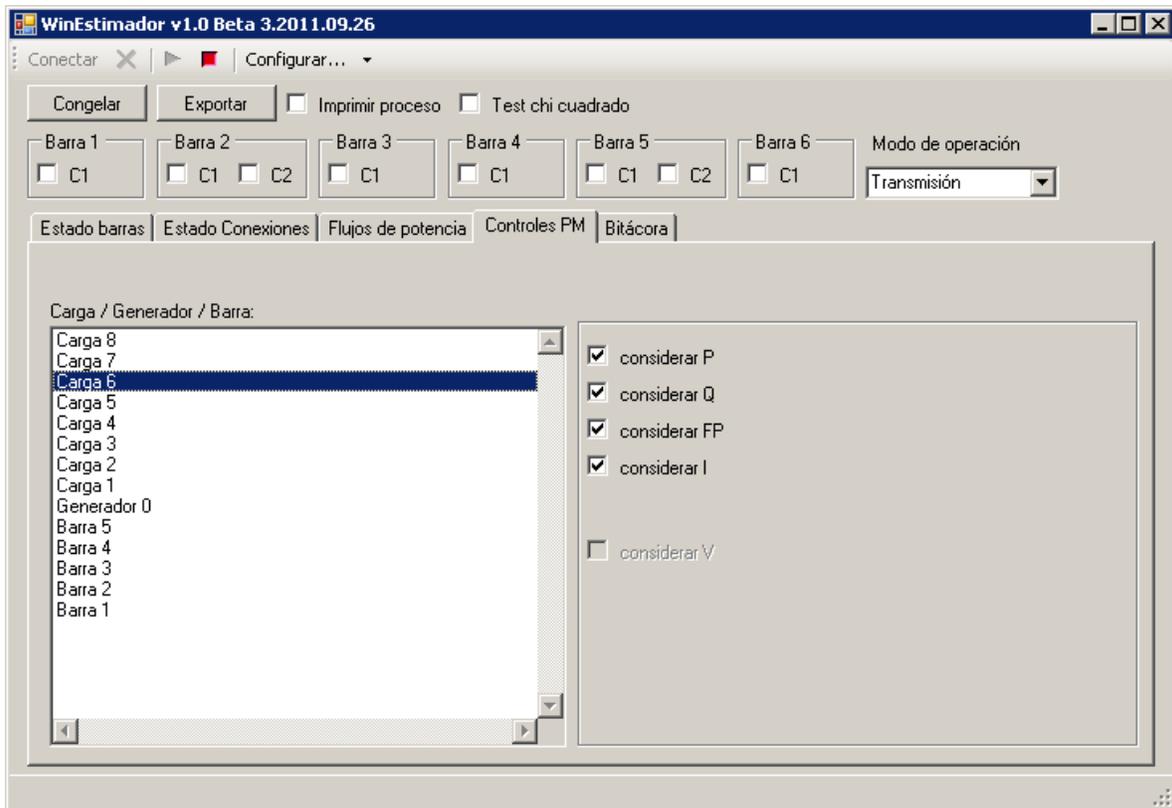


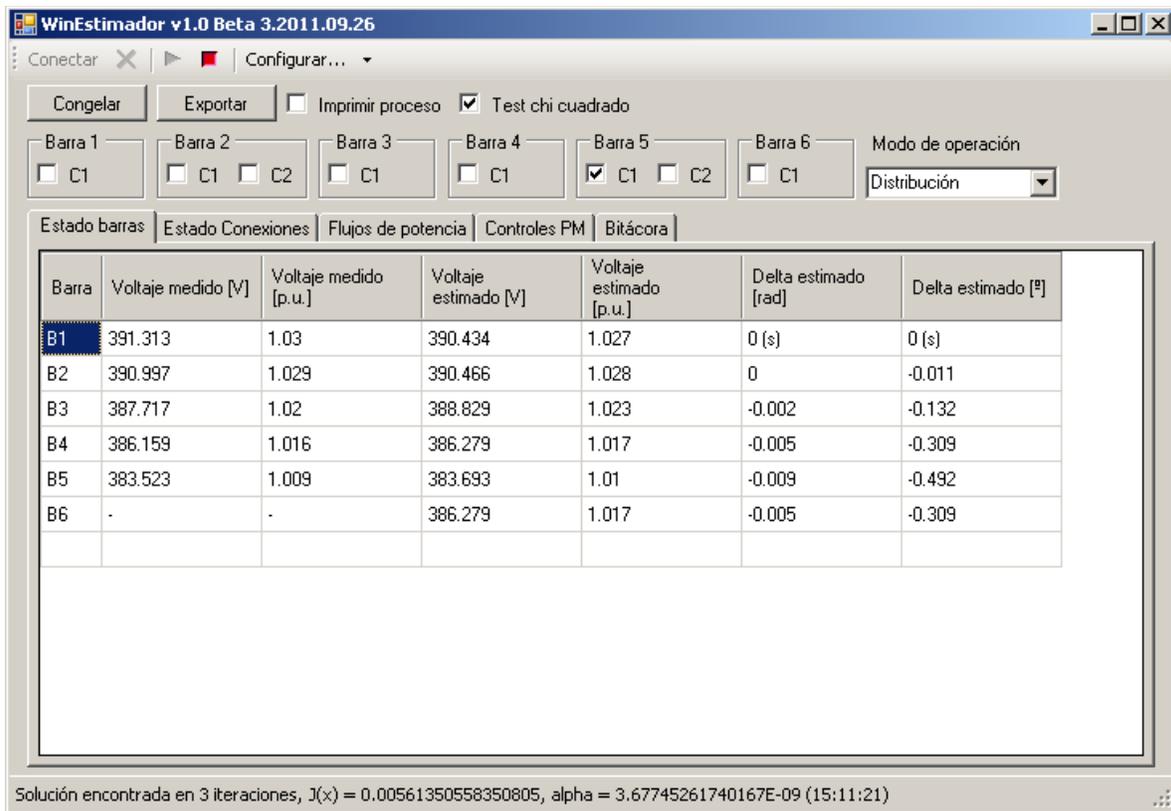
Figura 10.19: Pestaña “Flujos de potencia” para una red sin carga.

La pestaña “Controles PM” (ver Figura 10.20) permite encender y apagar medidas de los diferentes dispositivos PM750 de manera virtual, a fin de explorar el concepto de observabilidad. Para permitir o no la toma de una medida en particular, se selecciona en la lista de la izquierda una carga o generador, para habilitar o deshabilitar la toma de datos de potencia, corriente o factor de potencia, o una barra, para encender o apagar el registro de tensión, lo que se hace activando o desactivando los controles apropiados del panel de la mano derecha.



**Figura 10.20: Pestaña “Controles PM”.**

Para cerrar el relé de salida de una unidad PM750 en particular, y así energizar una carga conectada a la micro-red, existen los controles ubicados en la parte superior de la interfaz gráfica. Estas cajitas están ordenadas por barra (“Barra 1”, “Barra 2”, etc.), y poseen uno o dos “checkbox”, representando a cada carga (“C1” para la carga 1, y “C2” para la carga 2). En la Figura 10.21 se observa un ejemplo, donde se ha energizado la carga 1 en la barra 5. En esta figura se puede apreciar, además, el resultado del proceso de estimación de estado.



**Figura 10.21: Estimación de estado para una carga conectada en la barra 5.**

Con una carga conectada a la barra 5, se puede visualizar un poco más el concepto de observabilidad mediante la desconexión virtual de unidades de medida, y como el programa reporta al operador sobre una variable de estado no observable. Así, si se deshabilita el registro de tensiones en todas las barras, la intuición indica que se podría realizar un flujo de potencia, pero al no tener una medida de tensión, ésta pasa a ser una variable libre. Y, justamente, el programa reporta que las tensiones en las barras son no observables, mediante la coloración de las celdas apropiadas, y el valor estimado del voltaje varía de iteración en iteración (y, por lo tanto, también el valor estimado de los ángulos), reflejando la naturaleza libre de la tensión. Esto se observa en la Figura 10.22. Por otro lado, si se deshabilitan medidas de potencia la observabilidad del sistema se vuelve más frágil. Por ejemplo, como se observa en la Figura 10.23, deshabilitar el registro de potencia en las barras 4 y 5 resulta en un sistema no observable.

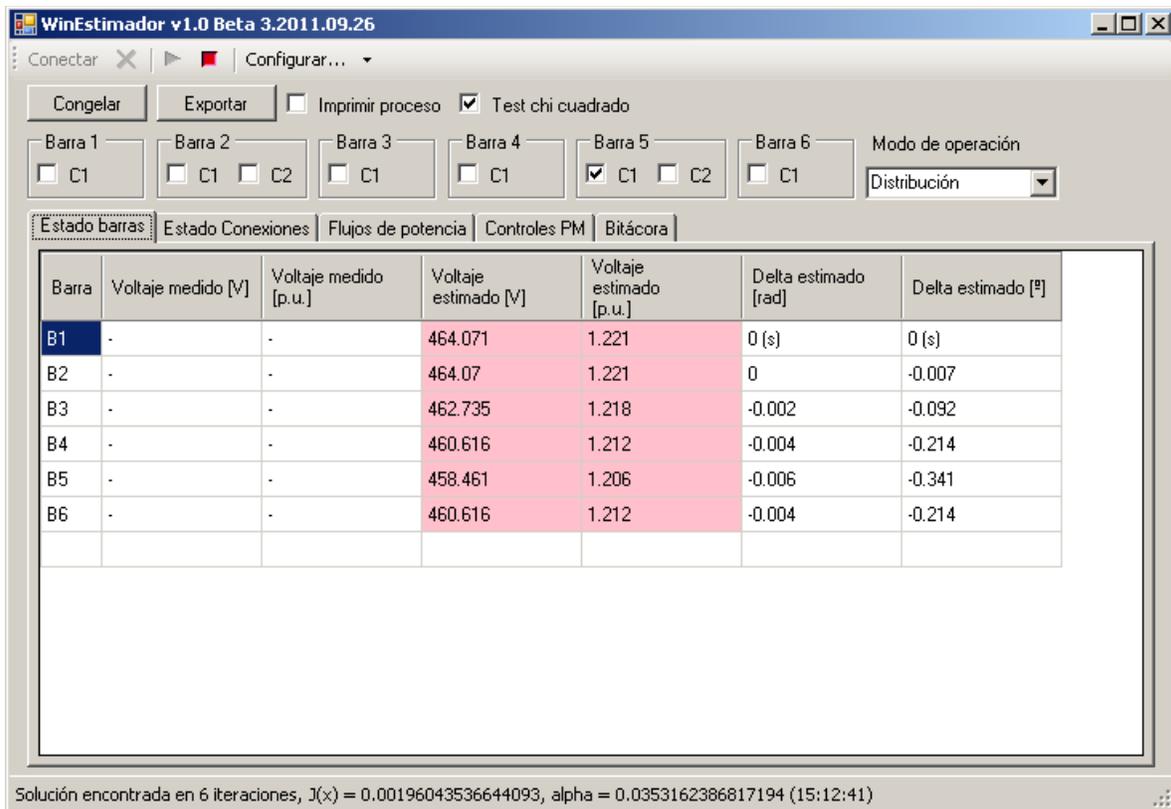


Figura 10.22: Voltajes no observables.

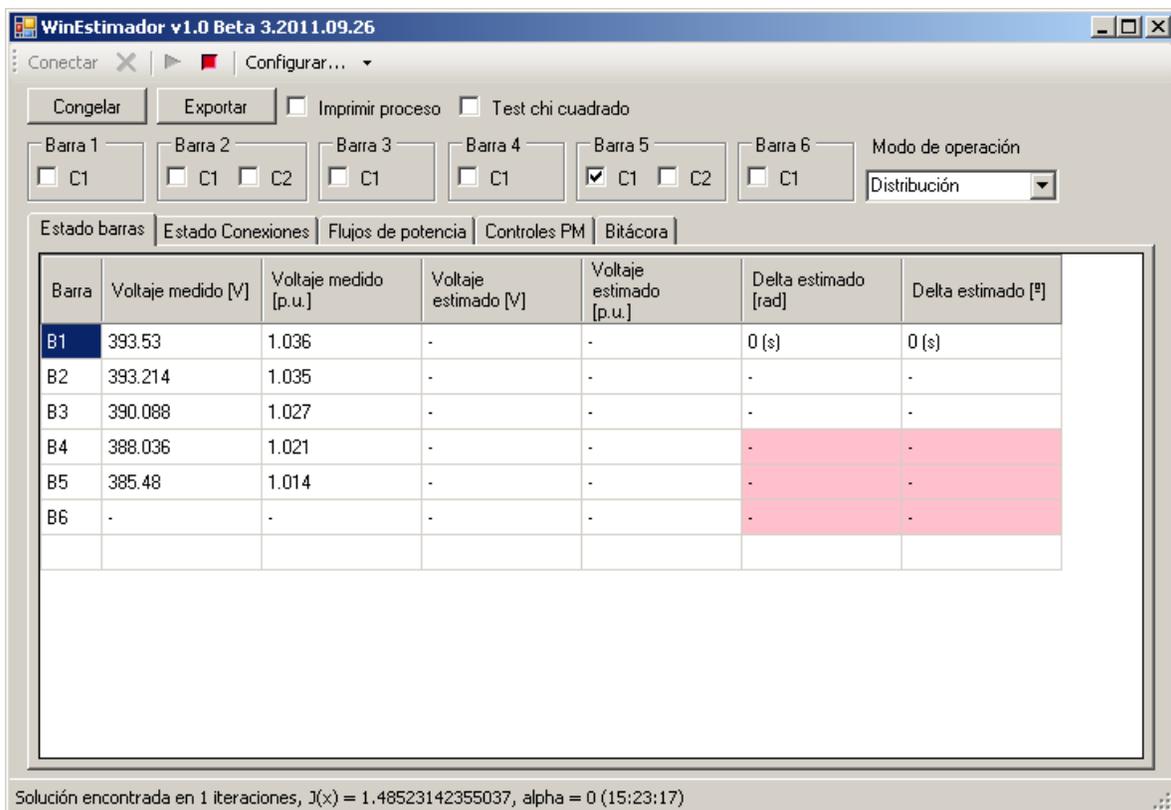


Figura 10.23: Sistema no observable.

Existen cuatro campos más, dos de los cuales tienen que ver con los archivos de salida del programa. El primero de ellos, el botón “Congelar”, sirve para suspender la toma de datos y el proceso de estimación de estado, dejando en pantalla los resultados del último estado de la micro-red encontrado.

El botón “Exportar” guarda en forma de archivos .csv (Comma-Separated Values) las tablas contenidas en las pestañas “Estado barras”, “Estado conexiones” y “Flujos de potencia”. Los archivos .csv se guardan en la carpeta de salida configurada (ver Figura 10.12), con un identificador de la fecha y hora de generación del archivo (por ejemplo, “Estado Barras 20111114\_160117.csv”).

El “checkbox” “Imprimir proceso” escribe un archivo .txt en el directorio de salida, llamado “Proceso” y también con un identificador temporal, como los archivos .csv, donde se detallan cada una de las iteraciones que realiza el estimador de estado, mostrando explícitamente los vectores  $z$ ,  $h$  y  $x$ , y las matrices  $W$ ,  $H$ ,  $G$ , su inversa, etc. Este archivo originalmente estaba pensado como una herramienta de depuración del método estimador de estado, para saber exactamente dónde había fallado el proceso, pero si la resolución es exitosa, puede ayudar a alguien a seguir paso a paso el proceso.

Antes de cerrar el programa, es aconsejable desconectarse del servidor OPC. Para lograr esto, primero se debe interrumpir la toma de datos con el botón “stop” rojo en la parte superior del programa (está ubicado a la derecha del botón “play” verde), y finalmente presionar el botón representado por una “X” roja (está ubicado a la izquierda del botón “play” verde). No hay que olvidar, tampoco, desenergizar las cargas conectadas a la red antes de desconectarse del servidor.