



UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Tesis para acceder al título de Doctor en Ciencias de la Ingeniería,
Mención Ingeniería Eléctrica

**LOCALIZACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE
FUENTES DE CONTAMINACIÓN ARMÓNICA
MEDIANTE ESTIMACIÓN DE ESTADO
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

M. Sc. Ing. Diego Martín Ferreyra

DIRECTOR: Dr. Ing. Claudio Ariel Reineri

CODIRECTOR: Dr. Ing. Juan Carlos Gómez Targarona

Río Cuarto (Córdoba), ARGENTINA, Noviembre de 2018

COMISIÓN ASESORA Y JURADO

Nombre y apellido: Lugar de trabajo:

Firma: Aclaración:

Nombre y apellido: Lugar de trabajo:

Firma: Aclaración:

Nombre y apellido:

..... Lugar de trabajo:

Firma: Aclaración:

DEFENSA ORAL Y PÚBLICA

Lugar y fecha:

Calificación:

A Carina, por su fortaleza y optimismo.
A Virginia, Alejandro y Cecilia, por su apoyo y comprensión.

*“No es tanto ver lo que aún nadie ha visto, sino pensar lo que todavía
nadie ha pensado sobre aquello que todos ven.”*

Erwin Schrödinger

AGRADECIMIENTOS

El desarrollo del presente trabajo de tesis contó con el invalorable apoyo de numerosas personas, ya sea en el marco de su desempeño institucional o laboral, o bien desde su generoso proceder personal y desinteresado.

En primer lugar, resulta muy valorable que la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT), dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de nuestro país, ofrezca oportunidades para que los docentes de carreras de ingeniería podamos realizar trayectos de posgrado. El patrocinio recibido de estas entidades constituye una acción concreta de apoyo a nuestras carreras de ingeniería, que tanto impacto favorable tienen sobre el desarrollo productivo de nuestro país. Existen muchas otras actividades institucionales con las cuales se acompaña de diversas maneras a las carreras de ingeniería: es deseable que sigan en desarrollo, cuidando especialmente la óptima distribución geográfica de su impacto, a fin de que las oportunidades sigan llegando a todos los puntos del país.

Resulta meritorio asimismo el desempeño de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) al propiciar la formación en posgrado de sus docentes. Destaco especialmente el apoyo recibido del Secretario de Ciencia, Tecnología y Posgrado de Rectorado, Dr. Walter Legnani; la Subsecretaria de Posgrado Lic. Alicia Román, y la funcionaria Lic. Lorena Pena, quienes desde sus lugares de trabajo específicos contribuyeron en todo momento a contener y guiar mi tarea como becario tesista, desde mi presentación inicial hasta la cumplimentación de todos los requisitos.

Con respecto a la Facultad Regional San Francisco de la UTN, no alcanzan mis palabras para agradecer a tantos miembros de esta institución donde obtuve mi título de grado y donde me desempeño hoy en docencia e investigación. Del ámbito de la gestión universitaria, agradezco especialmente al ex Decano Dr. Ing. Daniel Ferradas y al ex Secretario Académico Ing. Ricardo Martini por acompañar mis inicios en este emprendimiento académico, y al actual Decano Ing. Alberto Toloza y su equipo de gestión, por continuar apoyando su desarrollo. Un cálido agradecimiento va para el ex Secretario de Ciencia y Tecnología, Ing. Javier Saldarini, quien en todo momento me acompañó técnica y humanamente durante estos años. Aunque numerosos no docentes me asistieron también en diversas gestiones, merece una mención muy especial la

Bibliotecóloga y Analista en Sistemas de Información Silvana Carrizo, a cargo de la Biblioteca institucional, una verdadera apasionada por su tarea.

De entre los docentes de UTN San Francisco, agradezco profundamente al Mg. Ing. Omar D. Gallo por contagiarme su pasión y entusiasmo por la docencia y la investigación. Otros docentes investigadores fueron grandes referentes para mis estudios de posgrado, como el Mg. Ing. Gastón Peretti, la Dra. Ing. Alfonsina Andreatta y la Dra. Verónica Nicolau. También el Esp. Ing. Ernesto Galiano, el Ing. Gustavo Yoaquino, el Ing. Sergio Felissia, el Ing. Edgardo Benvenuto, el Ing. Raúl Ferrero, el Ing. Raúl Beinotti y la Ing. Mariana Bernard me apoyaron de diversas y valiosas maneras en el desarrollo de este trabajo. De manera especial, por su compromiso e idoneidad, los ex docentes Ing. Bartolo J. Carignano e Ing. Raúl C. Alberto fueron de crucial importancia para desarrollar mi interés y curiosidad en temáticas relacionadas con la distribución de la energía eléctrica.

En cuanto a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), donde me recibieron para el desarrollo de mi posgrado, merecen mi mayor aprecio el Dr. Ing. Claudio Reineri y el Dr. Ing. Juan Carlos Gómez Targarona, director y codirector de tesis, respectivamente por su cálida y a la vez profesional actuación. También es imprescindible mencionar al Dr. Ing. Juan Carlos Amatti, al Ing. Daniel Tourn, al Ing. Germán Zamanillo, al Ing. Edgardo Florena, al Ing. Sebastián Nesci y al Ing. Leonardo Sánchez, del Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, por su apoyo y orientación en aspectos técnicos y administrativos. También agradezco la orientación que recibí de docentes de otros ámbitos, como el Dr. Ing. Cristian de Ángelo, el Dr. Ing. Guillermo Bossio, el Dr. Ing. Fernando Magnago, el Dr. Ing. Juan Alemany, el Mg. Ing. Raúl Dean y la Dra. Ing. Mercedes Carnero.

También va mi agradecimiento para el Dr. Ing. Sergio Preidikman y el Dr. Ing. Miguel Piumetto, ambos de la Universidad Nacional de Córdoba; el Dr. Ing. Jorge Vaschetti, de UTN Córdoba; el Dr. Ing. A. Pablo Arena, de UTN Mendoza; y el Dr. Ing. Jorge Vega, de UTN Santa Fe.

Por último, mi inconmensurable agradecimiento va para mi esposa y colega, la Ing. Ana Carina Sarmiento, sin cuyo incondicional apoyo no habría llegado a completar esta etapa académica. Con ella, va también mi agradecimiento infinito a mis queridos hijos Virginia, Alejandro y Cecilia, por su espera, optimismo y confianza incondicional.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	x
RESUMEN	xii
ABSTRACT.....	xiii
RECURSOS FINANCIEROS PARA LA REALIZACIÓN DE LA TESIS	xiv
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivos	3
1.2. Estado de la técnica.....	3
1.3. Organización del trabajo	8
CAPÍTULO 2. IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA EN REDES ELÉCTRICAS	11
2.1. Correlación entre tasas de distorsión armónica.....	12
2.2. Correlación entre las amplitudes de componentes armónicas homólogas.....	15
2.3. Dirección de la potencia armónica activa	18
2.4. Por estimación de impedancias de red y de carga	20
2.5. Por desagregación de corrientes conforme y no conforme	21
2.5.1. Formulación.....	22
2.6. Consideraciones comparativas	26
CAPÍTULO 3. ESTIMACIÓN DE ESTADO ARMÓNICO EN REDES ELÉCTRICAS	27
3.1. Estimación de estado no lineal en redes eléctricas	28
3.1.1. Formulación.....	29
3.2. Estimación de estado lineal en redes eléctricas	31
3.2.1. Formulación.....	34
3.3. Consideraciones adicionales	37
3.3.1. Combinación de mediciones sincronizadas con mediciones tradicionales ..	37
3.3.2. Observabilidad y sensibilidad.....	38
3.3.3. Previsión contra mediciones erróneas.....	39
3.3.4. Situación relativa de ambas modalidades.....	39
3.4. Particularidades de la estimación de estado armónico.....	40
CAPÍTULO 4. PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA	43
4.1. Formulación general propuesta	43
CAPÍTULO 5. APLICACIONES DE LA PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA.....	51
5.1. Caso 1: aplicación al rectificador trifásico de un convertidor de frecuencia industrial	52
5.2. Caso 2: aplicación a un inversor fotovoltaico para conexión a red	55
5.3. Caso 3: aplicación a un modelo normalizado de referencia de una red eléctrica.....	58
5.4. Caso 4: aplicación al modelo de una red de distribución industrial real	66
5.5. Alcance comparativo de los resultados.....	73
5.6. Discusión sobre los resultados	74
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....	77
6.1. Detalle de aportes por capítulo	77
6.2. Conclusiones y alcance del trabajo.....	78
6.3. Trabajo futuro.....	79
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81

ANEXO: OTRAS PRODUCCIONES DEL AUTOR RELACIONADAS CON ESTE TRABAJO	91
Tesis de posgrado	91
Libro	91
Publicaciones en revistas	91
Presentaciones en congresos	91
Presentaciones en jornadas	92
Otras publicaciones	93
Artículos web didácticos.....	94
Dirección y codirección de proyectos de I+D homologados	95
Evaluación para revistas y congresos	96
COPIA DE PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Casos notables de la situación límite para imputación de responsabilidades	49
Tabla 5.1. Resultados del criterio propuesto para el convertidor de frecuencia.....	54
Tabla 5.2. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 72 %	56
Tabla 5.3. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 24 %	57
Tabla 5.4. Transformadores de la red eléctrica de referencia	59
Tabla 5.5. Impedancias p. u. de las líneas de la red eléctrica de referencia	60
Tabla 5.6. Datos de flujo de carga en la red eléctrica	60
Tabla 5.7. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 49:RECT	65
Tabla 5.8. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 39:T3 SEC ...	65
Tabla 5.9. Información sobre las cargas de la red industrial	69
Tabla 5.10. Impedancias de las líneas de la red industrial	69
Tabla 5.11. Resultados del flujo de carga en la red industrial de media tensión	71
Tabla 5.12. Resultados del criterio propuesto para la barra 10 de la red industrial	72
Tabla 5.13. Resultados del criterio propuesto para la barra 15 de la red industrial	72
Tabla 5.14. Comparación de las características principales de los casos evaluados.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Evolución de la potencia activa total en la instalación de ejemplo el 20/03/2017	13
Figura 2.2. Evolución de la TDT de la tensión de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017	13
Figura 2.3. Evolución de la TDT de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017	14
Figura 2.4. Evolución de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 26/07/2012	15
Figura 2.5. Evolución de la TDT de tensión y de la TDT de corriente en la instalación de ejemplo el 26/07/2012.....	16
Figura 2.6. Evolución de la quinta armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012.....	16
Figura 2.7. Evolución de la séptima armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012.....	17
Figura 2.8. Bases para criterio según la dirección de la potencia armónica activa.....	19
Figura 2.9. Estimación de impedancias de red y de carga.....	20
Figura 2.10. Desagregación de corrientes conforme y no conforme	24
Figura 2.11. Desagregación de corrientes conforme y no conforme	25
Figura 3.1. Magnitudes por considerar en la estimación de estado de redes eléctricas ..	28
Figura 3.2. Ejemplo de disposición de mediciones fasoriales sincronizadas para estimación de estado lineal	32
Figura 3.3. Ejemplo de fasores de tensión de frecuencia fundamental por determinar con la disposición de la figura anterior	33
Figura 3.4. Comparación de convenciones para la expresión de fasores a) tradicional en ingeniería; b) habitual en la operación de redes.....	34
Figura 3.5. Muestra de la desagregación fasorial de una forma de onda distorsionada..	41
Figura 3.6. Variables de estado para la estimación de estado armónico	41
Figura 4.1. Ejemplo de una situación con responsabilidad del usuario	44
Figura 4.2. Ejemplo de una situación con responsabilidad de la empresa distribuidora..	45
Figura 4.3. Ejemplo de una situación sin imputación de responsabilidades	46
Figura 4.4. Esquemas de la sumatoria de fasores de corriente: a. genérico en nomenclatura; b. particular para cuando $ I_h = I_{hc} $	47
Figura 4.5. Detalle del triángulo isósceles de interés de la figura anterior.....	48
Figura 4.6. Esquemas correspondientes a casos notables de la situación límite: a. $\alpha = 0^\circ$; b. $\alpha = 60^\circ$; c. $\alpha = 90^\circ$; d. $\alpha = 180^\circ$	49
Figura 5.1. Formas de onda de tensión y corriente a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial a un 80 % de carga.....	53
Figura 5.2. Medición a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial: a) disposición física de la medición; b) detalle de la placa de características	53
Figura 5.3. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 72 % de su corriente nominal.....	55
Figura 5.4. Medición sobre una instalación solar fotovoltaica con conexión a red: a) disposición de los paneles; b) tablero con inversor y medios de comando y protección	56
Figura 5.5. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 24 % de su corriente nominal.....	57
Figura 5.6. Red de distribución equilibrada de 13 barras propuesta por IEEE.....	58

Figura 5.7. Espectro en frecuencia de la corriente inyectada en la barra 49:RECT por la carga contaminante: a) amplitudes; b) ángulos.....	61
Figura 5.8. Resultados del flujo de carga de la red eléctrica	62
Figura 5.9. Parque Industrial Piloto de San Francisco: a) disposición geográfica general; b) esquema simplificado de la red interna de distribución	66
Figura 5.10. Red eléctrica de distribución industrial en MT de 25 barras	67

RESUMEN

En un punto de acoplamiento común y, en general, en cualquier nodo de una red eléctrica de distribución, es frecuente la medición y el análisis de los parámetros de distorsión armónica. Cuando la magnitud de la distorsión armónica supera ciertos límites convencionales, interesa determinar quién es responsable por su presencia.

La responsabilidad por la contaminación armónica en un nodo de una red eléctrica de distribución puede imputarse a uno o más usuarios, o bien a la empresa distribuidora. Existen varios criterios para imputar tal responsabilidad, aunque muchos de ellos tienen limitaciones o falencias demostradas. Específicamente, los criterios que evalúan el sentido de la potencia armónica activa son los más habituales en la normativa, aunque ya existen numerosas propuestas para su reemplazo.

Por otro lado, con la actual evolución de las redes eléctricas hacia la generación distribuida y hacia formatos denominados inteligentes, se está tendiendo a la implementación de técnicas de estimación de estado armónico, que están en una etapa de desarrollo bastante avanzado. Estas herramientas estadísticas permiten supervisar simultáneamente los parámetros de contaminación armónica en todos los nodos de una red eléctrica de distribución, o en subconjuntos de ellos.

En el presente trabajo, se propone adoptar los resultados de una variante de estimación de estado armónico lineal basada en mediciones fasoriales sincronizadas. A dichos resultados, se propone aplicar un criterio de imputación de responsabilidad por contaminación armónica basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes para cada frecuencia de interés. Se describen los detalles relativos a ambos aspectos y las fortalezas de esta combinación inédita, destinada al monitoreo en línea de la contaminación armónica de toda o parte de una red eléctrica de distribución.

Con este esquema, se propone generar un registro continuo de la imputación de responsabilidades para los nodos de interés de una red eléctrica de distribución. Tal información resulta de interés contractual en la provisión del servicio de energía eléctrica, incluso con la previsión de sanciones técnico-económicas basadas en la calidad de producto. Es de esperar que, con el ritmo y el tenor de los desarrollos actuales, se afiancen pronto las posibilidades de implementar un esquema de este tipo en nuestras redes eléctricas de distribución.

ABSTRACT

Harmonic distortion parameters are usually measured and analyzed on points of common coupling and, in general, on any node in a power distribution network. When the amount of harmonic pollution exceeds certain conventional limits, it is of interest to determine who is responsible for its presence.

Accountability for harmonic pollution in a power distribution network node can be allocated either to one or more users, or to the utility. There are several criteria to allocate said responsibility, but many have been proven to be limited or prone to failure. Specifically, criteria assessing the direction of active harmonic power are the most usual ones, although several proposals have already been made to replace them.

On the other hand, given the current evolution of electric networks toward distributed generation and so-called smart arrangements, there is a trend toward the implementation of harmonic state estimation techniques, which are at a highly advanced development stage. These statistic tools allow for the simultaneous supervision of harmonic pollution parameters on all the nodes of a power distribution network or on node subsets.

In this work, a proposal is made to adopt the results of a linear harmonic state estimation technique based on synchronized phasor measurements. On said results, it is proposed to apply a harmonic pollution responsibility allocation criterion based on the separation of conforming and non-conforming currents at each frequency of interest. Details are given regarding both features, and a description is made of the strengths of this unprecedented combination, aimed at monitoring harmonic pollution online on the whole or part of a power distribution network.

With this scheme, a proposal is made to generate a continuous record of responsibility allocation results for the nodes of interest in a power distribution network. Such information is of interest regarding electric energy supply contracts, even anticipating technical and monetary sanctions based on product quality. Given the pace and trend of current developments, the possibilities to implement such a scheme on our power distribution networks can be expected to consolidate soon.

RECURSOS FINANCIEROS PARA LA REALIZACIÓN DE LA TESIS

El presente trabajo de tesis se desarrolló a partir de la obtención de un módulo de beca de la Convocatoria 2008 de Becas para Docentes de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) Destinadas a la Formación de Doctores en Áreas Tecnológicas Prioritarias, código FONCyT IP-PRH 2007. La beca así obtenida fue cofinanciada en partes iguales por la UTN y por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT), del Ministerio de Ciencia, Tecnología, e Innovación Productiva de Argentina.

Para el desarrollo de la investigación y la publicación de resultados, se contó con financiamiento específico de la UTN de manera directa o indirecta a través de los siguientes Proyectos de Investigación y Desarrollo (PID) homologados por su Rectorado:

- Código REN1287: Sistema de frenado regenerativo para motores eléctricos. Director: Omar D. Gallo. Período: 2010-2012
- Código ENUTNSF1827: Estudio del nivel de distorsión armónica de la tensión de suministro en una red urbana de distribución de energía eléctrica. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2013
- Código UTI1824: Programa de Gestión de Bobinados (ProGeBo). Director: Omar D. Gallo. Período: 2013-2014
- Código ENUTNSF0002234: Evaluación de una metodología para la imputación de responsabilidades por la contaminación armónica en redes de baja tensión. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2014-2015
- Código ENUTNSF0003648: Inyección de energía de paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2015-2017
- Código ENTUIME0004313TC: Supervisión de parámetros operativos en instalaciones solares fotovoltaicas. Director: A. Pablo Arena (UTN Mendoza). Período: 2016-2018
- Código ENUTNSF0004472: Impacto sobre las redes eléctricas de la generación distribuida con energías alternativas. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2017-2018

Los fondos para las necesidades cotidianas relacionadas con el desarrollo de la investigación requerida para este trabajo fueron aportados por la Facultad Regional San Francisco de la UTN, donde el tesista se desempeña laboralmente como docente investigador.

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN

Desde su origen mismo, las redes eléctricas de corriente alterna más elementales han presentado perturbaciones en algún grado en sus parámetros de funcionamiento ideales. Más allá de los fenómenos transitorios relacionados con encendidos, interconexiones, interrupciones, fallas, o grandes variaciones en la carga o en la generación, pueden enumerarse diversas perturbaciones de régimen permanente. Entre estas últimas, la distorsión armónica suele ser una de las que requiere un abordaje más amplio, con grandes dificultades para lograr consensos en el ámbito técnico-científico [1], [2].

La distorsión armónica, llamada de manera más amplia contaminación armónica, consiste en que las formas de onda de tensión y de corriente de una red eléctrica se aparten de su forma ideal de senoide. Cuanto mayor es tal apartamiento, mayores se hacen diversos índices generados convencionalmente para cuantificar este fenómeno. Especialmente desde mediados del siglo XX, con la creciente y acelerada inserción de la electrónica de potencia en las cargas, se fue incrementando notoriamente el impacto de la distorsión armónica en la operación de las redes eléctricas. Luego, desde hace unos treinta o cuarenta años, puede identificarse una segunda ola de crecimiento de potenciales fuentes de distorsión armónica en las redes con la incorporación de diversos medios de generación distribuida [3], [4].

La masificación de la electrónica de potencia en las cargas, con la subsiguiente diversificación y dispersión geográfica de fuentes de generación de energía con nuevas interfaces de interconexión con la red, implican la necesidad de un abordaje amplio para cuantificar y evaluar este fenómeno. Esto, con la finalidad de determinar la ubicación y la magnitud de las fuentes de contaminación armónica en las redes eléctricas, especialmente para asignar responsabilidades de manera ecuánime y tomar decisiones eficaces para su mitigación [5], [6], [7].

En este marco, el presente trabajo pretende realizar un aporte proponiendo un esquema que aproveche y combine diversas herramientas de manera que se alcancen los objetivos planteados: localizar y cuantificar las fuentes de contaminación armónica de una manera que permita una imputación de responsabilidades justa y de utilidad para la

toma de decisiones orientadas a la mitigación de esta problemática de las redes eléctricas [8], [9], [10], [11], [12].

Aplicando el esquema propuesto, se podría utilizar como insumo principal el estado armónico estimado para el conjunto de los nodos de interés de una red eléctrica de distribución. Con las variables de estado así estimadas para cada nodo, se aplicaría simultáneamente sobre todos ellos un criterio de imputación de responsabilidades por contaminación armónica.

Se propone partir, por un lado, de una estimación de estado a frecuencia fundamental basada en mediciones fasoriales sincronizadas y, por otro lado, de las mediciones realizadas localmente sobre las componentes fasoriales armónicas de las tensiones y de las corrientes. Este esquema configura así una variante particular de la denominada estimación de estado armónico. Como tal, necesariamente requiere admitir la validez del principio de superposición ya que, por su naturaleza, se obtienen conclusiones por separado para cada orden armónico de interés.

Además de reconocer la necesidad de implementar un método de estimación de estado armónico para el esquema en cuestión, se presenta en este trabajo una versión alternativa superadora de otro criterio propuesto en la literatura, destinado a la imputación de responsabilidades por contaminación armónica. Para ello, con respecto a cada usuario conectado en un nodo de la red de distribución en cuestión, se centra el interés en distinguir su comportamiento lineal del no lineal. Ex profeso, y en consideración de los argumentos divididos al respecto entre la normativa y la literatura, se evita incluir en el análisis la dirección de las potencias armónicas activas.

La innovación del esquema propuesto consiste en que permitiría monitorear de manera permanente y simultánea el grado de responsabilidad por contaminación armónica en todas las barras de interés de una red de distribución. En cada barra, la asignación de esta responsabilidad puede variar en el tiempo en función de las cargas particulares conectadas en cada momento; de los aportes de energía inyectados a la red, sobre todo por parte de generadores distribuidos eléctricamente próximos; o bien de la contaminación armónica producida en otras partes de la red.

La información sobre la asignación de responsabilidad por contaminación armónica puede luego recabarse en índices que integren tal comportamiento al cabo de un período de tiempo, por ejemplo, de una semana operativa habitual. Esto replicaría el

criterio general ya adoptado en la normativa para la evaluación de los parámetros de calidad de energía contra sendos límites adoptados convencionalmente.

1.1. Objetivos

El siguiente es el objetivo principal de este trabajo:

- Proponer el esquema de un sistema de supervisión continua para redes eléctricas de distribución que permita localizar y cuantificar sus fuentes de contaminación armónica

Por otra parte, el siguiente es el objetivo secundario que se persigue:

- En el sistema de supervisión propuesto, proponer y adoptar un criterio para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica que tome como insumo el resultado de una técnica lineal de estimación de estado, basado en mediciones sincronizadas

1.2. Estado de la técnica

Existen suficientes referencias, tanto en la literatura tradicional como en la más reciente, sobre la importancia que tiene en la industria el problema de la distorsión armónica. Numerosas publicaciones se concentran específicamente en la determinación de la situación de las redes eléctricas en lo que hace a distorsión armónica, y muchas analizan las posibilidades de mitigación de este problema de calidad de energía.

Una de las referencias señeras en el tema fue la normativa editada por ANSI/IEEE en 1981 [13], que ya mencionaba que el tema de la contaminación armónica no era nuevo, sino que ya había tenido un tratamiento analítico y práctico por más de cincuenta años. Esto marca una pauta sobre la importancia que la industria asignaba ya por aquel entonces a este tema. Esta norma tuvo una actualización importante en 1992, con la publicación de IEEE sobre prácticas recomendadas y requisitos relativos al control de armónicas [14], y evolucionó hasta la versión simplificada vigente en la actualidad, editada en 2014 [15].

Como otras referencias académicas de base sobre esta problemática, puede comenzarse con los aspectos genéricos que recopilan Arrillaga, Bradley y Bodger ya en 1985, sobre las fuentes y los efectos de las armónicas en las redes eléctricas, su

medición, estándares y mitigación [16]. Luego, en 1993, Hughes, Chan y Koval detallaron la experiencia de usuarios de redes de distribución en cuanto a calidad de energía, incluyendo histogramas en frecuencia [17]. Ese mismo año, un grupo de trabajo de IEEE se ocupó de detallar y clasificar los efectos de la contaminación armónica sobre los equipos eléctricos [18]. En 1994, Massey llamó la atención sobre los métodos de estimación de los efectos de la contaminación armónica sobre los transformadores de distribución, tema de gran preocupación para la industria [19]. En 1999, Sabin, Books y Sundaram realizaron un estudio amplio de referencia en diversas redes de distribución y sugirieron los índices más representativos sobre contaminación armónica, además de sus valores orientativos en la práctica [20]. Wakileh, en su libro de 2001, profundiza diversos aspectos analíticos en cuanto a fundamentos, análisis y diseño de filtros [21]. En 2003, se observan publicaciones como las de la institución europea Leonardo Energy, auspiciada por el Instituto Europeo del Cobre, que resumen aspectos básicos sobre distorsión armónica en relación con el diseño de filtros para su mitigación [22]. Luego, en su libro de 2005, Gómez Targarona presenta un resumen de los múltiples aspectos de este inconveniente de calidad de energía, en muchos casos con ejemplos particularizados para nuestras redes argentinas [3]. Se publica en 2007 una nueva síntesis a cargo de Leonardo Energy, donde se resumen las especificaciones estandarizadas sobre diversos aspectos de calidad de energía, sus efectos y soluciones, incluida la contaminación armónica [23]. En el mismo año, Mertens Jr., Dias, Fernandes, Bonatto, Abreu y Arango evaluaron índices sobre calidad de energía en sistemas de distribución, y específicamente de distorsión armónica [24]; también, Cobben, Bhattacharyya, Myrzik y Kling estudiaron los requisitos de calidad de energía por considerar en los puntos de conexión [25].

Aunque se encuentran muchos otros antecedentes similares previos y posteriores, puede mencionarse en este punto un estudio de 2010 realizado por Wang, Duarte y Hendrix sobre la interacción entre convertidores de generadores distribuidos con redes que incluyen contaminación armónica [26]. También cabe la mención a un estudio 2014 llevado adelante por Vafakah y Ghayeni sobre la simulación de la contribución que pueden hacer los parques eólicos a las pérdidas por contaminación armónica [6]. La reciente proliferación de este tipo de publicaciones demuestra el interés renovado sobre el estudio de la contaminación armónica en la interacción entre los generadores distribuidos y las redes eléctricas donde se los conecta. La creciente

penetración de la generación distribuida se manifiesta por ejemplo con el surgimiento de publicaciones como la de Mohammadi, El-Kishyky, Abdel-Akher y Abdel-Salam, de 2014 [27].

Más recientemente, en 2016, Gönen detalla definiciones, mediciones, causas y efectos, límites, detalles de modelado y posibilidades de mitigación relativas a diversos aspectos de calidad de energía, incluida la distorsión armónica [4]. Del mismo año, resulta muy ilustrativa también la publicación de Montoya, García-Cruz y Montoya, donde se analiza el rumbo actual de la investigación mundial en cuanto a técnicas relativas a calidad de energía sobre la base de un estudio bibliométrico [1].

Con respecto a la estimación de estado armónico, el tema parece haber sido planteado por Heydt ordenadamente por primera vez en 1989 [28], describiéndolo como el problema inverso al de flujo de carga armónico y proponiendo una resolución basada en un algoritmo de mínimos cuadrados. En 1991, Beides y Heydt describieron el uso del filtro de Kalman para una variante en condiciones dinámicas de la estimación estado armónico [29]. Ya en 1994, Meliopoulos, Zhang y Zelingher marcaron un hito muy importante al describir un sistema de hardware y software para estimar el estado armónico en el sistema de transmisión de la New York Power Authority [30]. En 2000, Pham, Wong, Watson y Arrillaga profundizaron los conceptos desarrollados desde aquellas primeras publicaciones, siempre dentro del ámbito del régimen permanente [31].

Más tarde, en 2005, Yu, Watson y Arrillaga implementaron un filtro de Kalman para la estimación dinámica de estado armónico y la determinación de corrientes armónicas en un sistema de potencia [32]. Ese mismo año, Madtharad, Premrudeepreechacharn, Watson y Saeng-Udom presentaron los resultados favorables de un método de cálculo para la ubicación óptima de equipos de medición sincronizada que alimenten un sistema de estimación de estado armónico [33]. También, Kumar, Biswarup y Sharma presentaron en 2006 un algoritmo robusto con filtro de Kalman extendido para estimación dinámica del estado armónico [34]. En más publicaciones como [35], se presentan otros trabajos con un enfoque dinámico sobre el tema, pero no están en el foco del presente estudio, que se mantiene en el ámbito del régimen permanente.

Más adelante, en 2007, Liao planteó un estudio de observabilidad para la estimación de estado armónico, con la maximización de la dispersión de las matrices

usadas en el algoritmo [36]. También, en 2009, Zhou, Lin y Zhu [37] realizaron un estudio sobre los errores en las mediciones y en los resultados de la estimación de estado armónico. En 2009, D'Antona, Muscas y Sulis realizaron una propuesta estadística adicional sobre la estimación de estado armónica basado en probabilidades condicionales [38].

En muchos artículos más recientes, se comienzan a proponer métodos basados en inteligencia artificial para la estimación del estado armónico. Por ejemplo, en 2006, Ould Abdeslam, Wira, Flieller y Mercklé analizaron las posibilidades de identificar y compensar armónicas a base de cálculos con redes neuronales [39]. También, Ketabi y Hosseini describieron en 2008 un método para determinar la ubicación óptima de los medidores de distorsión armónica, que proporcionan el vector de mediciones a un algoritmo de estimación de estado armónico [40]. Luego, en 2011, se destacan trabajos como el de Almeida y Kagan, donde se realiza una optimización para la localización de medidores de calidad de energía destinada a la estimación de estado armónico, con errores informados en el orden del 0,5 % [41].

Aunque muchas de estas publicaciones sobre estimación de estado no informan en detalle una metodología específica ni detalles constructivos sobre la recopilación de mediciones, la gran mayoría crecientemente coincide en aplicar una toma de mediciones fasoriales sincronizadas. De hecho, en la misma medida en que se afianzó la estimación de estado en sistemas eléctricos, fue evolucionando la tecnología de medición fasorial. Puede tomarse como una de las referencias el artículo de Phadke que data de 1993, donde ilustra todo el potencial que radica en medir en tiempo real fasores y diferencias de ángulos de fase [42]. Muy pronto, en 1996, Zivanovic y Cairns ya hicieron un análisis detallado sobre la implementación de unidades de medición fasorial destinada a la estimación de estado [43]. En 2002, se destaca una nueva revisión histórica a cargo de Phadke donde se demuestra el afianzamiento de esta tecnología; de hecho, dado su potencial y logros hasta el momento, ya se llega a hablar de “medición de estado”, al referirse a la “estimación de estado” [44]. Por otro lado, con una visión más conservadora, Nuqui y Phadke proponen en 2006 un modelo de estimación de estado híbrido donde las mediciones fasoriales pudieran incorporarse a un estimador de estado tradicional en una red eléctrica [45].

Continuando con las mediciones fasoriales sincronizadas, relacionadas al nuevo concepto de “sincrofasor” desarrollado, Adamiak, Premierlani y Kasztenny detallan las

definiciones, mediciones y aplicaciones principales en 2007 [46]. Ya en 2008, Novosel, Madani, Bhargava et ál. [11], así como Phadke, Volskis, Menezes de Moraes et ál. [47], presentan la madurez de esta tecnología y su extensión en el mundo, impulsada por la necesidad de control dinámico de frecuencia en sistema de potencia. En el mismo año, se editan ya suficientes publicaciones que demuestran la solidez de esta tecnología, como la de Huang, Kasztenny, Madani et ál. sobre la evaluación de sistemas de medición fasorial [12], o la de Martin, Hamai, Adamiak et ál. relacionada a la norma de IEEE sobre sincrofasores [48]. Algunos de los hitos recientes más importantes en esta secuencia de publicaciones son la presentación de Melo, Rezende Pereira, Variz y Oliveira en 2016 [49], y el artículo de 2017 de Melo, Pereira, Variz y García [50], donde se profundiza sobre las amplias posibilidades de la estimación de estado armónico basada en mediciones fasoriales sincronizadas.

Más allá de estas publicaciones relativas a la estimación de estado armónico y el avanzado desarrollo de las mediciones sincronizadas, pueden destacarse otros trabajos de la literatura que se orientaron a dirimir la responsabilidad por la presencia de contaminación armónica en el punto común de acoplamiento. En 2002, por ejemplo, se encuentra un trabajo de Talacek y Watson con un análisis sobre la imputación de costos en función de las inyecciones armónicas [51]. Un trabajo previo de Davis, Emanuel y Pileggi, de 2000, ya evaluaba las posibilidades de las mediciones en único punto para la imputación de costos por contaminación armónica, aunque con el requerimiento de cuatro magnitudes [52]. Aunque el método de evaluar la dirección de la potencia activa armónica ya estaba ya estaba muy afianzado como de aplicación habitual, Reineri, Florit y Adorni lo objetaron en 2002 [53] y enseguida, en 2003, Xu, Liu y Liu terminaron de demostrar las limitaciones de su ámbito de aplicación [54].

Zhaoa, Li y Xia propusieron en 2004 un método para intentar distinguir en un punto dado del sistema las corrientes derivadas hacia cargas lineales y hacia cargas no lineales [55]. También en 2004, Chen, Liu, Koval, Xu y Tayjasant propusieron otro método basado en el concepto de impedancia crítica para determinar la contribución de corrientes armónicas en un nodo de una red eléctrica [56]. En ese mismo año, Kumar, Das y Sharma estudiaron la localización de múltiples fuentes de contaminación armónica en un sistema de potencia [57]. En un trabajo de 2007 de Teng Au y Milanovic, se simuló la superposición de corrientes armónicas contaminantes provenientes de diferentes fuentes [58]. Ese mismo 2007, Locci, Muscas y Sulis

evaluaron los efectos perjudiciales de los condensadores en presencia de contaminación armónica [59], y Maitra, Halpin y Litton analizaron la aplicación de límites a la distorsión armónica en los puntos de venta mayorista de energía [60].

Ya en 2008, Pfajfar, Blazic y Papic detallaron un método para evaluar las contribuciones armónicas en un nodo de un sistema eléctrico, con un tratamiento fasorial de dichas corrientes armónicas [61]. Ya en 2008, Zhang y Xu realizaron estimaciones sobre la distorsión armónica en sistemas cuyas cargas distorsionantes presentaban un funcionamiento de variación aleatoria [62]. Continuando en 2009, Joorabian analizó un algoritmo híbrido para estimación de estado armónico [63], mientras que Gursoy y Niebur estudiaron la identificación de cargas armónicas con el análisis de componentes complejas independientes [64]. El mismo año, Omran, El-Goharey, Kazerani y Salama publicaron un estudio sobre la medición e identificación de contaminación armónica en sistemas radiales y no radiales [65].

En un trabajo más reciente de Zang, He, Fu, Wang y Qian, de 2016, se realiza un esfuerzo considerable por diferenciar los aportes de diferentes fuentes de contaminación armónica cuando existen múltiples fuentes de generación distribuida [66]; sin embargo, se concentra en analizar la variación temporal de las contribuciones armónicas y no en consensuar un nuevo criterio que solucione las deficiencias de los criterios ya enumerados.

1.3. Organización del trabajo

En el actual capítulo 1, se hace una introducción general a la temática que se aborda en este trabajo de tesis. Resulta de particular importancia la descripción del estado de la técnica, que se detalla con un análisis bibliográfico de las referencias disponibles en la literatura.

En el capítulo 2, se presentan los criterios aplicados en la normativa o propuestos en la literatura para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas. Para cada variante o método consensuado o propuesto, se detallan sus características, fortalezas y limitaciones más importantes.

En el capítulo 3, se detallan las opciones vigentes y las variantes propuestas en la literatura para implementar una estimación de estado armónico en redes eléctricas. Para

cada alternativa, se detalla su campo de aplicación vigente o potencial en función de sus características principales.

En el capítulo 4, se concreta la propuesta central del presente trabajo. Esta consiste en adoptar los resultados de una de las opciones de estimación de estado enumeradas en el capítulo 3 y aplicarles uno de los criterios de imputación de responsabilidades por contaminación armónica detallados en el capítulo 2, con la introducción previa de algunas particularidades que fortalecen dicho criterio.

En el capítulo 5, se aplica a diversos ejemplos prácticos el esquema propuesto en el capítulo 4, a fin de estimar de manera más concreta el potencial y las posibles limitaciones que pueden encontrarse en su implementación práctica. Entre tales ejemplos, se cubren casos con mediciones y con simulaciones, con cargas contaminantes y con medios de generación distribuida, con una red radial y otra en anillo, con lo cual se obtiene cubre una gama amplia de variantes.

En el capítulo 6, se detallan las conclusiones elaboradas a partir del presente trabajo en función de los resultados presentados en el capítulo 5 y en otras publicaciones realizadas. Esto permite a su vez plantear nuevos trabajos a futuro.

Luego de los capítulos así detallados, se presenta una sección de referencias, que se enumeran con el formato utilizado en publicaciones del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*).

Finalmente, se incluye un Anexo, donde se detallan otras producciones del autor que resultaron derivadas del presente trabajo.

CAPÍTULO 2.

IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA EN REDES ELÉCTRICAS

En cada nodo de una red de distribución, puede medirse la distorsión armónica de las tensiones por medio de diferentes índices. En cada uno de estos nodos, la pregunta fundamental es si la distorsión medida es responsabilidad del usuario allí conectado, o bien si es producida por el resto de la red [3], [16].

Los métodos de imputación de responsabilidades por contaminación armónica que aquí se enumeran utilizan la toma de mediciones o la estimación de parámetros que se realizan en un único nodo. En la práctica, al tomar mediciones en un único nodo, es prácticamente imposible conocer simultáneamente suficiente información sobre el resto de la red con una precisión tal que permita calcular sus impedancias a cada frecuencia armónica. Este detalle no es menor, ya que, para todos los métodos propuestos, se deben utilizar los resultados de las únicas mediciones realizadas a fin de deducir o estimar valores o disposiciones que permitan la aplicación del método en cuestión [67].

La mayor falencia que puede presentar cada uno de estos métodos está en los denominados “falsos positivos”. Un falso positivo constituye una imputación de responsabilidad por contaminación armónica que resulta incorrecta y por lo tanto injusta, ya sea inculpando al usuario o a la empresa distribuidora. Para todos los métodos enumerados, es razonable plantear siempre alguna zona de transición en la cual no se asignen responsabilidades a ninguna de las partes, simplemente por no resultar fiables las mediciones o estimaciones en determinados rangos de valores [53], [54].

La falibilidad y las imprecisiones de cada uno de los métodos tienen un potencial impacto monetario toda vez que las normativas de calidad de energía prevén algún tipo de penalización económica u operativa sobre los usuarios que resulten imputados como responsables. De la misma manera, la empresa distribuidora puede resultar imputada incorrectamente como responsable por contaminación armónica en un nodo, lo que le implicaría una erogación errónea para ella [68].

Tanto para la evaluación de los criterios de imputación de responsabilidades por contaminación armónica como para la descripción de las técnicas de estimación de estado armónico, se admite la validez del principio de superposición. Se considera válido este proceder especialmente porque favorece la replicabilidad de resultados

convencionales, más allá de las observaciones que pueden hacerse con respecto a la linealización asociada [56], [62], [64], [69], [70], [71].

En lo que respecta a la variación dinámica de la contaminación armónica en una red, se considera en el presente trabajo que las mediciones pueden realizarse en períodos de cierta estabilidad en las variaciones de las magnitudes armónicas. Esto es, se evita adoptar el planteo de aspectos probabilísticos en cuanto a las variaciones temporales de la distorsión armónica de las redes eléctricas [72], [73], [74].

2.1. Correlación entre tasas de distorsión armónica

En un nodo de una red de distribución, es común que pueda establecerse alguna correlación entre la tasa de distorsión armónica (TDT, o bien THD, por sus siglas en inglés) de las tensiones y las TDT de las corrientes consumidas por el usuario conectado en ese nodo. Por lo general, puede identificarse una correlación positiva, pero no siempre puede aseverarse que haya una relación de causalidad. Es decir, no puede afirmarse que la distorsión de las corrientes provoque la distorsión de las tensiones y, viceversa, la distorsión de las tensiones no siempre es la causa de la distorsión de las corrientes consumidas. A medida que la magnitud del usuario conectado a un nodo es mayor en relación con la potencia de cortocircuito de la red, es más factible que la correlación sea positiva y que el usuario sea responsable por la contaminación armónica. Sin embargo, esta no es la situación habitual en las redes de distribución, salvo por ejemplo cuando se considera un usuario alimentado en baja tensión por un transformador dedicado [3] [75].

A continuación, se presenta el caso de la instalación trifásica de una empresa del Parque Industrial Piloto de San Francisco. A pesar de su magnitud, este usuario es más bien comercial que industrial y su perfil de consumo depende sobre todo de los horarios de asistencia del personal. En el punto de acoplamiento común de esta instalación, se tomaron diversos parámetros durante diversos lapsos de tiempo, con períodos de integración de 10 minutos. En este caso específico, se analizan valores correspondientes a las 24 horas del lunes 20 de marzo de 2017. La alimentación es proporcionada en baja tensión a 220/380 V, 50 Hz. En la Fig. 2.1, se muestra la evolución de la potencia activa registrada durante el día de referencia; el factor de potencia se encuentra bajo control en función de lo requerido por la empresa distribuidora (mayor que 0,95).

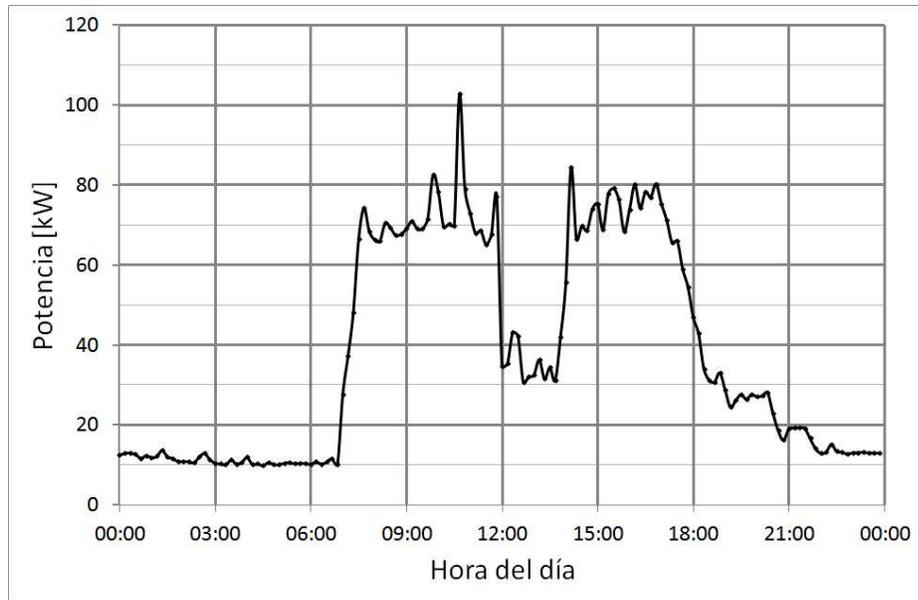


Figura 2.1. Evolución de la potencia activa total en la instalación de ejemplo el 20/03/2017

En la Fig. 2.2, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la TDT de tensión de una de las fases.

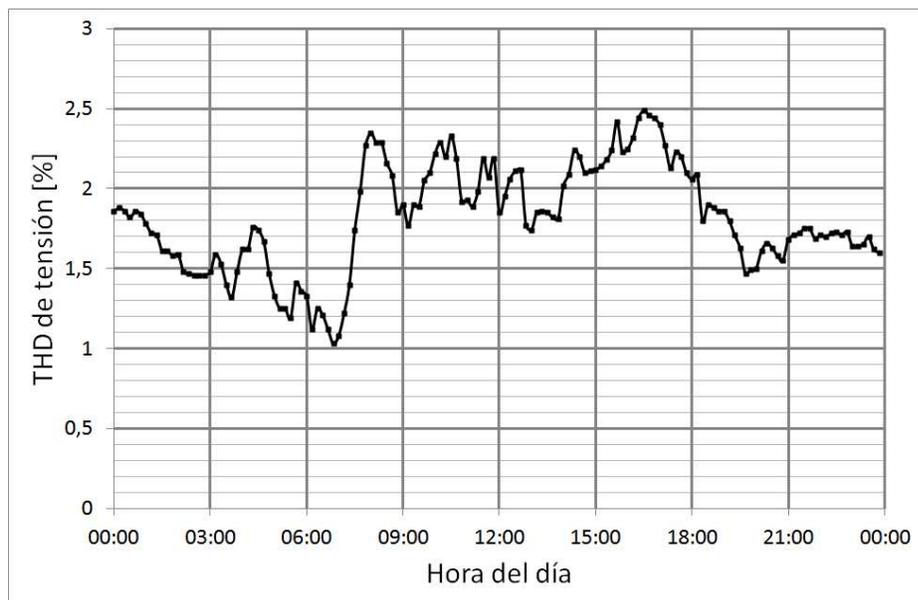


Figura 2.2. Evolución de la TDT de la tensión de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017

En la Fig. 2.3, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la TDT de la corriente de la fase homóloga.

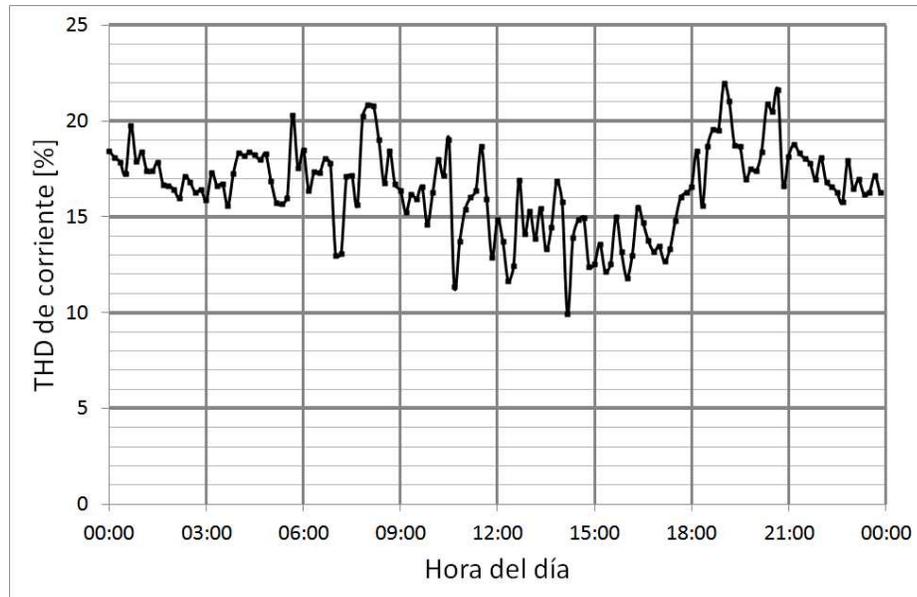


Figura 2.3. Evolución de la TDT de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017

Para obtener los datos aquí presentados, las tensiones de fase se midieron en configuración de cuatro conductores. Según los gráficos expuestos, la TDT se mantiene a niveles algo más reducidos fuera de los horarios de funcionamiento de la instalación pero, fuera de eso, no se observa una correlación marcada entre potencia y TDT de tensión. Por otro lado, queda de manifiesto que no hay una relación directa entre TDT de tensión y TDT de corriente. Inclusive, esta última alcanza sus valores más elevados en momentos en que la TDT de tensión no es la máxima; de manera similar, se observan algunos de los menores valores de TDT de corriente que no están en correspondencia con los máximos de potencia o de TDT de tensión. Estos comportamientos se replican con similares perfiles para las tres fases y para otros días relevados. Este ejemplo ratifica gráficamente la imposibilidad práctica de imputar responsabilidades por contaminación armónica sobre la base de la correlación entre la TDT de corriente tomada por un consumidor en relación con la TDT de la tensión medida en el punto de acoplamiento común.

2.2. Correlación entre las amplitudes de componentes armónicas homólogas

De modo similar a lo planteado para la TDT, no puede asegurarse que la amplitud de una armónica de tensión se incremente específicamente a causa de un incremento en la amplitud de la armónica de corriente homóloga, o viceversa. Existe cierta correlación, tal vez mayor que para la TDT, pero no puede establecerse con certeza una relación de causalidad, al menos en la mayoría de los casos prácticos.

A continuación, se presenta un ejemplo similar al anterior, para otra fecha con perfil de consumo diferente. Las mediciones se tomaron en el tablero general, a cierta distancia del punto de acoplamiento común, a fin de replicar una acometida de menor potencia de cortocircuito que la real. Esto se manifiesta en los valores elevados de TDT de tensión. En este caso, se muestran valores correspondientes a las 24 horas del jueves 26 de julio de 2012. En la Fig. 2.4, se muestra la evolución de la corriente de una de las fases. (Las tres fases mantuvieron comportamientos equiparables).

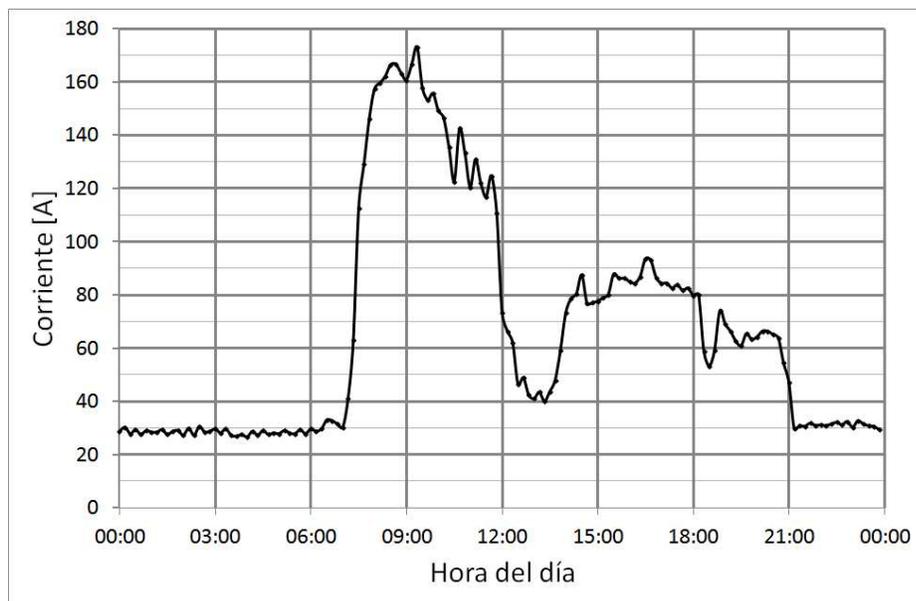


Figura 2.4. Evolución de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En la Fig. 2.5, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la TDT de tensión y de la TDT de corriente de la misma fase.

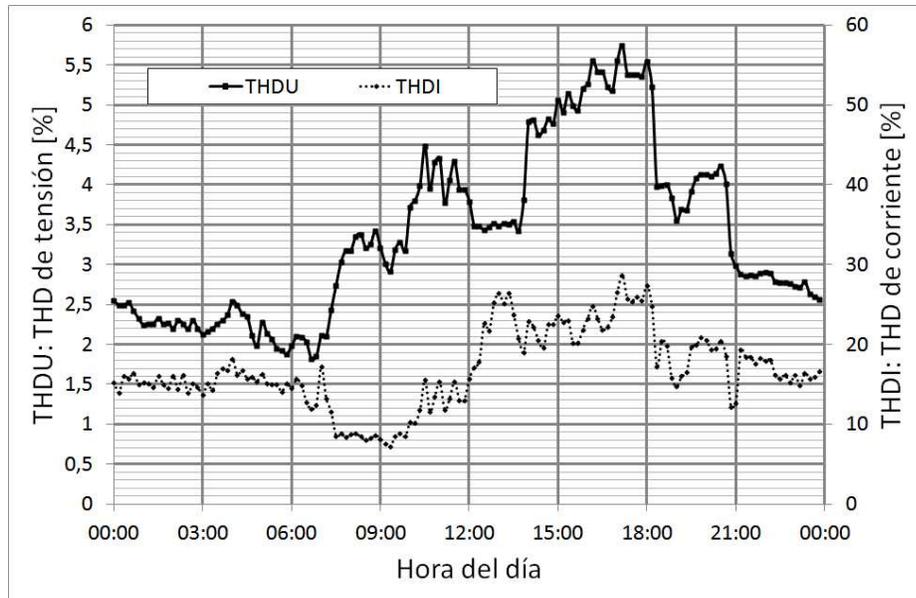


Figura 2.5. Evolución de la TDT de tensión y de la TDT de corriente en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En la Fig. 2.6, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la quinta armónica de tensión y de corriente de la misma fase, en valores porcentuales.

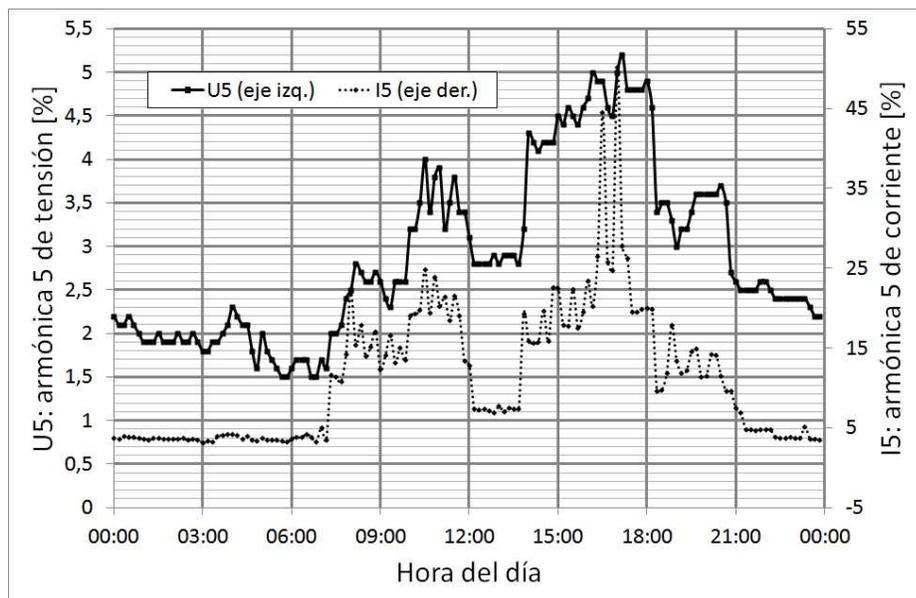


Figura 2.6. Evolución de la quinta armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En la Fig. 2.7, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la séptima armónica de tensión y de corriente de la misma fase. En este caso, debe tenerse en cuenta que los valores nulos de séptima armónica de tensión corresponden a valores demasiado reducidos como para admitirlos como válidos según la clase del instrumento utilizado.

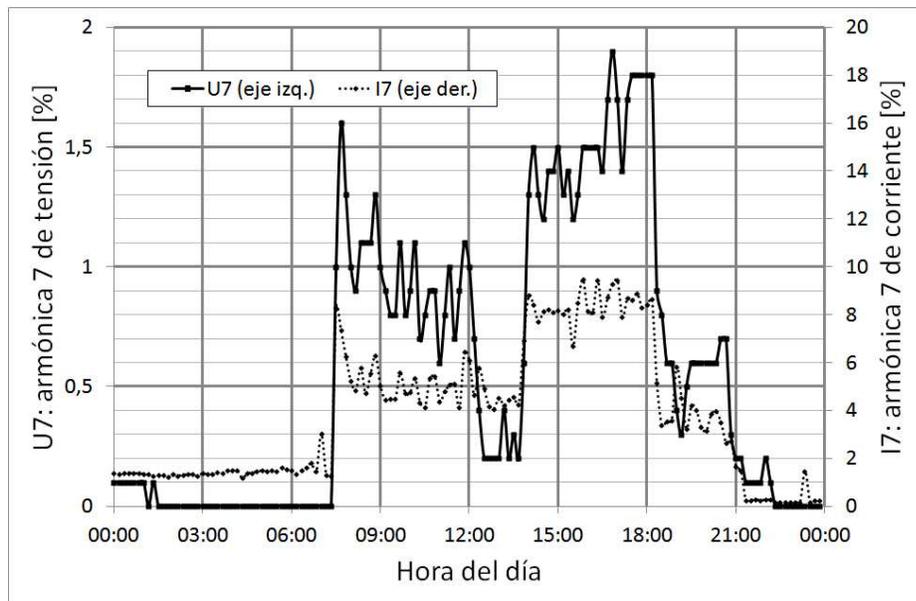


Figura 2.7. Evolución de la séptima armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En este caso, en términos generales, se puede observar que las armónicas 5 y 7 de tensión y de corriente guardan alguna relación aproximada con los valores de la corriente consumida. Sin embargo, por ejemplo, los valores más elevados de TDT de tensión y de corriente, y de las componentes 5 y 7 de tensión y de corriente, no coinciden con las mayores corrientes consumidas. Este comportamiento es similar al descrito en la subsección anterior 2.1, para el caso de la TDT de tensión y de corriente.

Por otro lado, se observa cierta correlación entre las armónicas de tensión y de corriente correspondientes a órdenes armónicos homólogos: los valores de la quinta armónica de tensión varían en relación aproximada con los valores de la quinta armónica de corriente; lo mismo ocurre para las séptimas armónicas. Como se anticipó en la subsección anterior, esto es particularmente previsible en esta instalación donde la medición se realiza en un punto de potencia de cortocircuito reducida y con un

transformador de distribución dedicado. Sin embargo, en una situación genérica, persiste la indefinición en la relación de causalidad: no se puede aseverar a ciencia cierta si el incremento en una armónica de corriente dada es lo que incrementa la armónica de tensión correspondiente o bien viceversa, si el incremento en una armónica de tensión es la que implica un incremento en la armónica de corriente correspondiente.

2.3. Dirección de la potencia armónica activa

En la normativa argentina, como en otros casos del mundo, se prevé un método tal que, para cada frecuencia armónica, se analiza la magnitud y el sentido de circulación de la potencia armónica correspondiente. En pocas palabras, para cada frecuencia armónica, este criterio imputa la responsabilidad por la contaminación armónica al usuario conectado en un nodo si la potencia armónica a esa frecuencia fluye desde el usuario hacia la red. Viceversa, si la potencia armónica a esa frecuencia fluye desde la red hacia el usuario, se considera que la red es la responsable por la contaminación armónica impuesta a los bornes del usuario. Una vez hecho este análisis para cada frecuencia, se combinan sus resultados con un algoritmo convencional para establecer las penalizaciones correspondientes [68], [76].

La verificación del sentido de circulación de la mencionada potencia armónica activa requiere además que la corriente armónica puesta en juego para la frecuencia en cuestión supere determinados umbrales de valores relativos consensuados en la normativa. De esta manera, se evitan análisis demasiado detallados sobre valores correspondientes a frecuencias armónicas para las cuales los niveles de distorsión resultan despreciables para la operación de la red de distribución. Concretamente, lo que se evalúa es el porcentaje que representa la amplitud de cada componente armónica en relación con la amplitud de la corriente nominal correspondiente a la demanda de potencia contratada: si tal porcentaje está debajo de ciertos umbrales mínimos, no se considera ese orden armónico para el análisis de responsabilidad por contaminación armónica. En la Fig. 2.8, se muestra esquemáticamente este criterio.

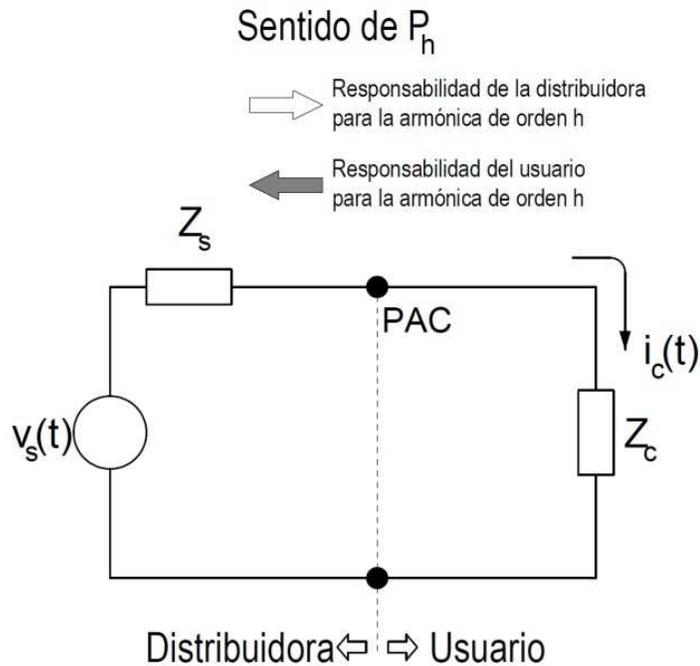


Figura 2.8. Bases para criterio según la dirección de la potencia armónica activa

A pesar de que este método es de aplicación bastante directa y simple, se ha demostrado en la literatura que resulta poco confiable y propenso a la producción de falsos positivos, especialmente inculcando injustamente al usuario. Una de las claves de la reducida confiabilidad de este método es que la magnitud de la potencia armónica activa que se determina tiene una gran dependencia con respecto a los ángulos de las fuentes de contaminación armónica, mientras que lo que más interesa es la magnitud de estas a fin de imputar responsabilidades en este concepto [53], [54], [77].

También se ha analizado en la literatura la posibilidad de usar para este fin la dirección de la potencia armónica reactiva, pero se han observado similares debilidades: la generación de falsos positivos que resultan sistemáticamente una reducida confiabilidad. De hecho, según lo establecido en la literatura, se restringiría esta variante de evaluación de la potencia armónica reactiva al caso de redes cuyas líneas sean casi puramente reactivas. Esto queda fuera del ámbito de las redes de distribución en media y baja tensión, donde la parte reactiva de la impedancia de las líneas suele estar en el mismo orden de magnitud que la parte resistiva [54], [78].

2.4. Por estimación de impedancias de red y de carga

Existe una familia de métodos para la deducción de la impedancia de la red y de la impedancia de la carga (del usuario) a cada frecuencia armónica [56], [62], [64], [72], [74], [79]. Los valores en módulo y ángulo de cada una de estas dos impedancias se ponen en juego a fin de determinar la ubicación y los parámetros de la fuente equivalente de contaminación armónica que debe insertarse en el nodo a fin de que se cumplan los valores medidos en el punto de acoplamiento común. En la Fig. 2.9, se muestra el esquema básico para identificar las impedancias asociadas a la fuente y a la carga.

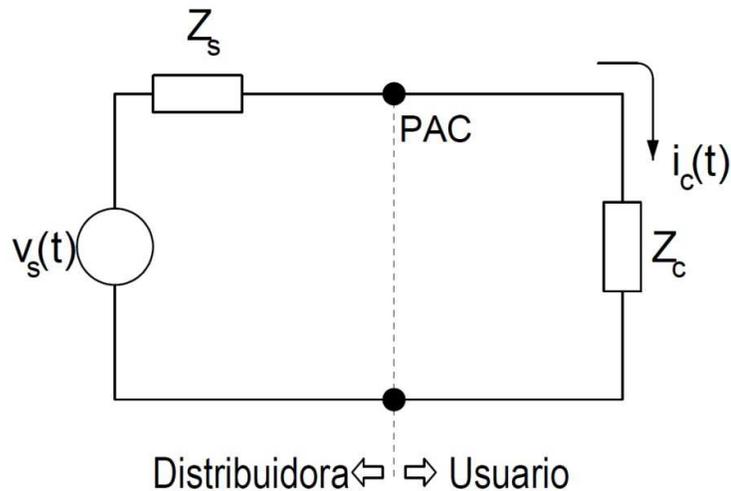


Figura 2.9. Estimación de impedancias de red y de carga

El inconveniente en general de estos métodos es la necesidad de realizar importantes trabajos para la estimación de valores que no siempre resultan suficientes para corregir las limitaciones del criterio de dirección de potencia armónica activa. De esta manera, aunque ha habido bastante movilidad en la literatura en cuanto a propuestas sobre estas variantes, no parece que puedan constituir la base de criterios completamente efectivos. Por supuesto, debe rescatarse la necesidad de analizar las variaciones temporales de las magnitudes que se miden y de darles un tratamiento estadístico, pero no parece conveniente implementar tales análisis sobre las impedancias equivalentes de la red o del usuario.

2.5. Por desagregación de corrientes conforme y no conforme

Para la implementación de este método [9], [10], [55], [80] [81], se requiere la introducción de un concepto convencional que se podría denominar “seudoimpedancia”, que se determina exclusivamente a partir de los valores de tensión y corriente a frecuencia fundamental. A partir de allí, se divide en dos partes la corriente circulante:

- una corriente denominada “conforme”, cuya forma de onda es la misma que la de la tensión correspondiente, solo que está desplazada el mismo ángulo que hay entre la componente fundamental de la tensión y la componente fundamental de la corriente
- una componente denominada no conforme, que resulta de restar la corriente conforme a la corriente distorsionada original

En algunas de las publicaciones donde se lo desarrolla originalmente, la aplicación de este método se completa con la ponderación de la magnitud y el sentido de las potencias armónicas. De todos modos, para cada frecuencia armónica, queda planteada de manera explícita una comparación entre las corrientes definidas, que permite determinar a su vez tres posibles escenarios en función del comportamiento del usuario en relación con la red:

1. Si la componente conforme es inferior a la componente medida, significa que el usuario está tomando una corriente mayor a esa frecuencia a la que tomaría si fuera una carga lineal, con lo que se lo puede considerar responsable para esa frecuencia armónica.
2. Si la componente conforme es mayor a la componente medida, significa que la corriente que realmente toma el usuario para esa frecuencia es aún inferior a la que tomaría de la red si fuera lineal. Esto implica que la carga no solo no es responsable por la contaminación armónica en el nodo donde está conectada, sino que de hecho está mitigando la distorsión en su nodo. Esto no solo haría que se exima de cualquier penalización al usuario de ese nodo, sino sobre todo que se lo pueda bonificar de alguna manera.
3. Una situación límite sería que la componente conforme fuera idéntica en amplitud a la componente medida. En ese caso, la carga se estaría comportando de manera lineal para esa frecuencia, con lo cual no se podría inculpar ni a la carga ni a la empresa distribuidora.

Aunque resulta meramente convencional y no tiene un significado físico tan nítido, la determinación de esta mencionada “seudoimpedancia” implica cierta previsibilidad y repetibilidad en la aplicación del método para cada una de las frecuencias armónicas.

La mayor ventaja de un método de este tipo radica especialmente en que, para determinar esta “seudoimpedancia”, solo se utilizan los resultados de las mediciones realizadas, sin agregar otra información sobre la red que pueda tener origen estadístico, como estimaciones sobre la potencia de cortocircuito o mediciones sobre las impedancias de la carga.

Debe tenerse en cuenta que, como en el caso de otros métodos, los resultados tienen sentido en la medida en que se evalúen todas y cada una de las frecuencias armónicas de interés.

2.5.1. Formulación

Se considera un punto de acoplamiento común donde genéricamente se mide una tensión eficaz V y una corriente eficaz I que se deriva hacia la carga conectada en ese nodo. Esto contempla la alternativa de que haya inyección de energía a frecuencia fundamental desde el usuario hacia la red, como es el caso de una fuente de generación distribuida.

A partir de un análisis de componentes armónicas de ambas magnitudes, tensión y corriente, que puede hacerse por alguna variante de la transformada discreta de Fourier, se obtienen todos los fasores armónicos de tensión V_h y todos los fasores armónicos de corriente I_h para las frecuencias armónicas de interés.

En primer lugar, con los fasores de frecuencia fundamental, se calcula el siguiente valor de impedancia de referencia, o “seudoimpedancia”:

$$Z_{ref} = \frac{V_1}{I_1}, \quad (2.1)$$

donde:

- V_1 : fasor de tensión, componente de orden armónico 1 (de frecuencia fundamental) de la tensión V

- I_1 : fasor de corriente, componente de orden armónico 1 (de frecuencia fundamental) de la corriente I

Se recorren luego los h órdenes armónicos de interés correspondientes a cada una de las dos magnitudes. Para cada orden armónico h , se obtiene la denominada corriente conforme:

$$I_{hc} = \frac{V_h}{Z_{ref}}, \quad (2.2)$$

donde:

- V_h : fasor de tensión, componente de orden armónico h
- I_{hc} : fasor de corriente “conforme”, componente de orden armónico h

El fasor denominado como “de corriente conforme” puede definirse como la corriente que se establecería a esa frecuencia en la carga si esta respondiera exactamente según la relación Z_{ref} entre tensión y corriente a ese valor de frecuencia. En cuanto a amplitudes, este comportamiento puede asimilarse idealmente al de una carga lineal, definida como aquella cuya impedancia presenta el mismo valor para todas las frecuencias armónicas; de todos modos, el comportamiento en ángulo de fase es diferente.

Se puede ampliar esta definición de la siguiente manera: para cada frecuencia, dada la tensión armónica $V_h \angle \theta_h$, se proponen los siguientes conceptos fasoriales de corriente conforme I_{hc} y corriente no conforme I_{hnc} :

$$I_{hc} = \frac{|V_h|}{|Z_{ref}|} \angle \theta_h + h \cdot (\phi_1 - \theta_1), \quad (2.3)$$

$$I_{hnc} = I_h - I_{hc}, \quad (2.4)$$

donde:

- θ_h : ángulo de fase de la tensión armónica V_h
- θ_1 : ángulo de fase de la tensión fundamental V_1
- ϕ_1 : ángulo de fase de la corriente fundamental I_1
- I_{hnc} : fasor de corriente “no conforme”, componente de orden armónico h

Al aplicar (2.3) a todos los órdenes armónicos, se obtienen todas las corrientes conformes correspondientes. Sumando fasorialmente todas estas corrientes conformes,

se obtiene una corriente conforme total I_h con igual forma de onda que la tensión y desplazada un ángulo de fase igual a la diferencia entre corriente y tensión de frecuencia fundamental. Esta corriente conforme total responde a una carga ficticia de referencia con amplitudes invariables con la frecuencia. De la misma manera, todas las corrientes no conformes que se obtienen con la expresión (2.4), que es una resta de fasores, pueden sumarse fasorialmente a fin de obtener una corriente no conforme total I_{nc} . Las siguientes expresiones definen de manera más completa estas dos corrientes totales convencionales:

$$I_c = \sum_{h=2}^H I_{hc}, \quad (2.5)$$

$$I_{nc} = \sum_{h=2}^H I_{hnc}, \quad (2.6)$$

donde:

- I_c : corriente conforme total
- I_{nc} : corriente no conforme total
- H : orden armónico máximo considerado

Para ilustrar esta desagregación, se muestran en la Fig. 2.10 las formas de onda de una tensión de fase y la corriente correspondiente de una carga distorsionante [82].

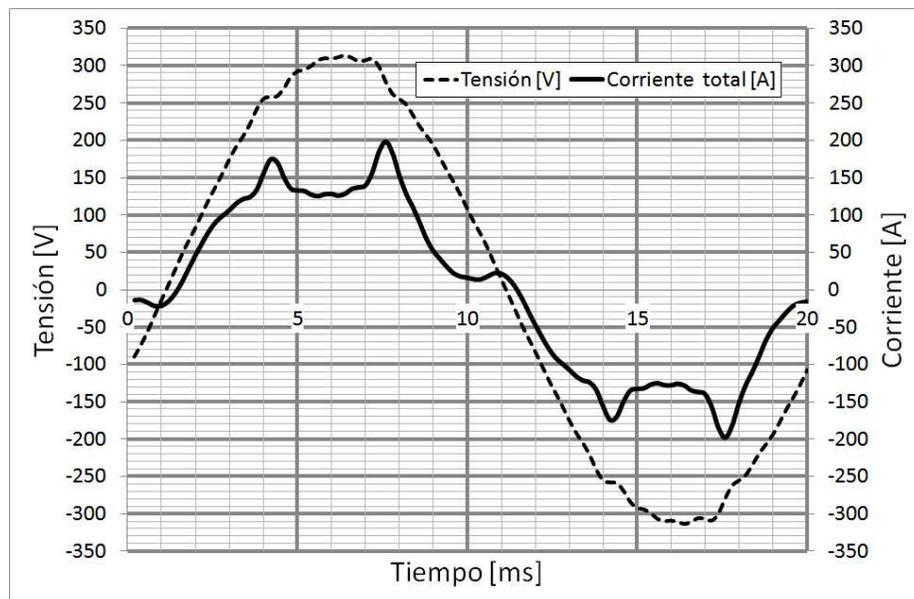


Figura 2.10. Desagregación de corrientes conforme y no conforme

La figura anterior se construye a partir de la descripción hasta el orden armónico 25 de la tensión y la corriente a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial. Dado que la interfaz de estos equipos con la red que los alimenta es un rectificador trifásico, se trata de un clásico caso de una carga altamente contaminante.

En la Fig. 2.11, se superponen la forma de onda de la corriente total anterior con las formas de onda de la corriente conforme total y de la corriente no conforme total.

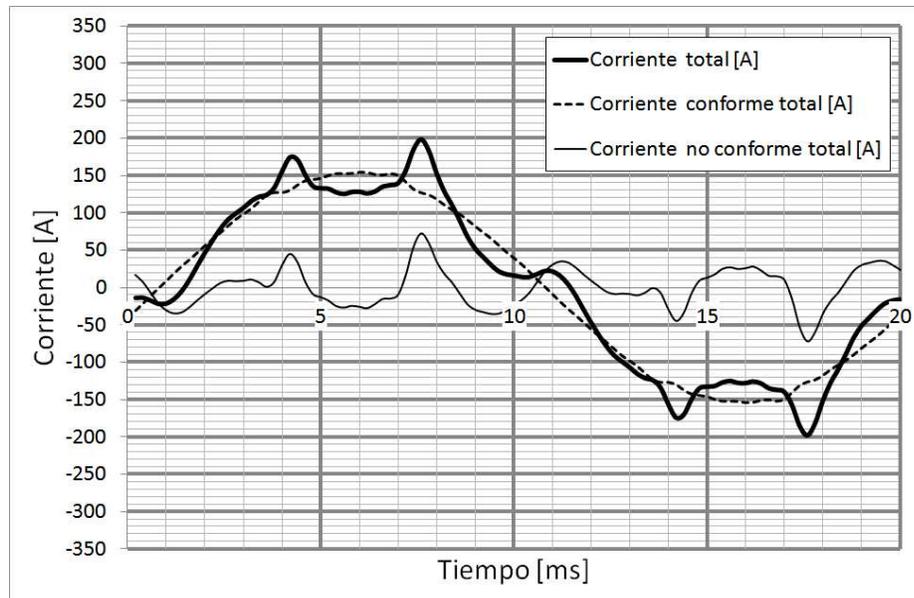


Figura 2.11. Desagregación de corrientes conforme y no conforme

De manera gráfica, resulta evidente que la forma de onda de la corriente conforme es equivalente a la forma de onda de la tensión en la barra (en este caso, bastante próxima a una senoide), con el correspondiente cambio de escala y de unidad, y con un desplazamiento temporal equivalente a la diferencia en ángulo de fase de las componentes fundamentales de la tensión y la corriente. Se muestra también que la suma de las formas de onda de la corriente conforme total con la forma de onda de la corriente no conforme total permite volver a obtener la forma de onda de la corriente total.

2.6. Consideraciones comparativas

De todos los criterios aquí enumerados sobre la imputación de responsabilidades por contaminación armónica, está muy extendida la aplicación del método basado en la dirección de la potencia armónica activa, pero tiene cuestionamientos técnicos importantes en la literatura [53], [54], [77]. Esta modalidad, como la similar basada en la dirección de la potencia armónica reactiva, es propensa a los falsos positivos, con lo que la imputación de responsabilidades no resulta unívoca ni justa.

En cuanto a los demás criterios propuestos, se basan en su mayoría en la estimación de las impedancias equivalentes de la red y del usuario en el punto de conexión, con lo cual se pretenden corregir las limitaciones del método basado en la dirección de las potencias armónicas. Sin embargo, estos otros criterios se basan necesariamente en estimaciones que, si bien mejoran el desempeño de la imputación de responsabilidades como se pretende, no dejan de guardar ciertas imprecisiones y demasiadas presunciones sobre la red y el usuario en el punto de conexión. Ante esas características, resulta deseable profundizar el desarrollo de consensos en torno a métodos basados en la desagregación de corrientes conforme y no conforme.

La clave para la mayor utilidad y confiabilidad de la desagregación de corrientes conforme y no conforme como criterio de imputación de responsabilidades por contaminación armónica radica en que se basa exclusivamente en mediciones fasoriales de tensiones armónicas y corrientes armónicas tomadas en la barra de interés. De esta manera, no requiere estimar datos sobre la red o sobre el usuario, sino que se basa en mediciones estándares de buena replicabilidad.

En el presente trabajo, se adopta el método de desagregación de corrientes conforme y no conforme ya detallado en la literatura, aunque se explicita adicionalmente su planteo fasorial y se lo elabora adicionalmente.

CAPÍTULO 3.

ESTIMACIÓN DE ESTADO ARMÓNICO EN REDES ELÉCTRICAS

En términos genéricos, con la expresión “estado de un sistema”, se define todo conjunto de variables que, una vez conocido, permite determinar todas las demás variables de dicho sistema. Las variables de estado de un sistema cualquiera se agrupan en un denominado vector de estado. Normalmente, en el caso específico de una red eléctrica, suelen adoptarse como variables de estado las amplitudes y los ángulos de fase de las tensiones de nodo ya que, conociéndolas y utilizando las matrices que describen la red, pueden obtenerse todas las corrientes y las potencias circulantes por ella [83].

En cuanto a la estimación de estado, se refiere a un método estadístico en el cual se utilizan mediciones realizadas sobre un sistema, típicamente complementadas con seudomediciones (de todas las cuales se contempla su incertidumbre), a fin de obtener el vector de estado del sistema que mejor cumpla con las mediciones de observación. En otras palabras, dado un vector de mediciones con sus incertidumbres conocidas, existe un conjunto de vectores de estado que cumplen con las mediciones tomadas, al menos dentro de su rango de incertidumbre. Pero habrá un vector de estado tal que cumpla algún criterio específico de minimización con respecto a las mediciones tomadas sobre el sistema (incluyendo las introducidas como seudomediciones). En el ejemplo de las redes eléctricas, por medio de alguna variante de este método, se obtiene una estimación del vector de estado antes descrito [84], [85], [86].

En la Fig. 3.1, se presentan las magnitudes principales por considerar cuando se plantea la estimación de estado a frecuencia fundamental de una red eléctrica. En dicha figura, corresponden las siguientes definiciones:

- V_n : fasor de la tensión de frecuencia fundamental en la barra n , ya sea expresada en V, o bien en valores por unidad (p. u.)
- δ_n : ángulo de fase de V_n relativo a la barra A , donde se considera $\delta_A = 0$
- P_n, Q_n : potencia activa y potencia reactiva inyectadas en la barra n , ya sea expresadas en W o var, o bien en valores p. u.

- P_{n-m} , Q_{n-m} : potencia activa y potencia reactiva circulantes por la rama dispuesta entre las barras n y m , ya sea expresadas en W o var, o bien en valores p. u.

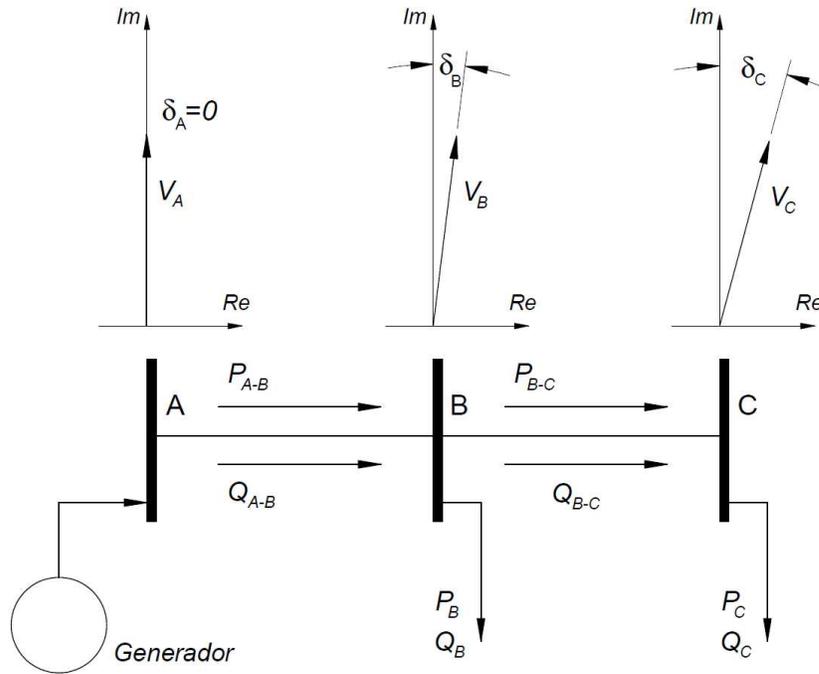


Figura 3.1. Magnitudes por considerar en la estimación de estado de redes eléctricas

3.1. Estimación de estado no lineal en redes eléctricas

Para la estimación de estado tradicional a frecuencia fundamental en redes eléctricas, se utilizan métodos que reconocen explícitamente la no linealidad que existe entre las variables de estado y las mediciones utilizadas. Específicamente, las potencias activas y reactivas, de rama e inyectadas, que habitualmente se toman como mediciones en los sistemas eléctricos, tienen una fuerte dependencia no lineal con las variables de estado, es decir, con las amplitudes y los ángulos de fase de las tensiones de los nodos de la red. En cuanto a las amplitudes de las corrientes de rama y de nodo, suelen ser mediciones habituales en las redes eléctricas de distribución para establecer automatismos de protección; sin embargo, en este caso, al problema de la no linealidad antes mencionada se le adiciona la incertidumbre del ángulo de fase de cada corriente,

de la cual se mide solo su amplitud. La única relación lineal que se puede establecer entre mediciones y variables de estado queda en las amplitudes de las tensiones de nodo, pero naturalmente esto no evita que la relación entre los vectores del método en términos generales resulte no lineal [84], [85], [86].

Por la mencionada no linealidad, la aplicación de este método de estimación de estado implica necesariamente un cálculo iterativo. Como todo método numérico, se comienza el proceso de cálculo utilizando un estado inicial que se suele adoptar de manera aproximada, sobre todo conociendo el orden de magnitud del resultado esperado. Con cada paso de la iteración, el resultado va convergiendo hacia la solución, que se considera alcanzada una vez que la diferencia entre la norma de los resultados de pasos sucesivos es inferior a una tolerancia preestablecida; es decir, se fija un valor máximo para la distancia normalizada entre los resultados de pasos sucesivos del método numérico [84], [85], [86].

3.1.1. Formulación

La estimación de estado por estos medios típicamente se basa en el concepto de minimización con un estimador por mínimos cuadrados ponderados [84], [85], [86]:

$$\min_{\{x_1, x_2, \dots, x_n\}} J(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - f_i(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n)]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.1)$$

donde:

- n : cantidad de variables de estado del sistema
- m : cantidad de mediciones
- z_i : i -ésima magnitud medida
- σ_i^2 : varianza de la i -ésima medición
- x_j : j -ésima variable de estado
- $J(x)$: residuo de medición, función auxiliar de las variables de estado
- f_i : función que, aplicada a las variables de estado x_j , permitiría calcular el valor de la i -ésima magnitud medida si no existieran los residuos de medición. En este caso, las f_i son en su gran mayoría no lineales y se

construyen a partir de las características que describen las relaciones entre las distintas magnitudes del sistema.

Resulta más conveniente presentar la misma expresión anterior en un formato matricial:

$$\min_{\mathbf{x}} J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - f_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.2)$$

donde:

- \mathbf{x} : vector de las variables de estado x_j

Adicionalmente, se suelen agrupar en un vector las magnitudes medidas:

$$\mathbf{z} = [z_1 \quad z_2 \quad \cdots \quad z_i \quad \cdots \quad z_m]^T \quad (3.3)$$

donde:

- \mathbf{z} : vector de las magnitudes medidas z_i
- $[]^T$: indica transposición

Para detallar la resolución iterativa del problema no lineal de minimización, resulta más conveniente expresar la formulación anterior en forma matricial. Por empezar, se agrupan todas las funciones $f_i(\mathbf{x})$ en un vector $\mathbf{f}(\mathbf{x})$:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}) \quad f_2(\mathbf{x}) \quad \dots \quad f_i(\mathbf{x}) \quad \dots \quad f_m(\mathbf{x})]^T \quad (3.4)$$

Se determina luego el jacobiano $[\mathbf{H}] = \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{f}(\mathbf{x})$ de esta función y su transpuesta, denominada $[\mathbf{H}]^T$:

$$[\mathbf{H}] = \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{f}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_m}{\partial x_1} & \frac{\partial f_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \Rightarrow [\mathbf{H}]^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_n} & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

También, se agrupan las varianzas de todas las mediciones en una única matriz diagonal $[\mathbf{R}]$ y se determina su inversa $[\mathbf{W}] = [\mathbf{R}]^{-1}$, otra matriz diagonal:

$$[R] = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \Rightarrow [W] = [R]^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{\sigma_m^2} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

La matriz $[W]$ se suele denominar matriz de los factores de ponderación, porque cada uno de los elementos que están sobre su diagonal constituye un factor de peso o factor de ponderación que se aplica a cada una de las mediciones en el proceso de estimación de estado.

Con estas definiciones adicionales, se puede deducir la siguiente expresión:

$$[H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H] \cdot \Delta \mathbf{x} = [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \Delta \mathbf{z} \quad (3.7)$$

Se comienza el proceso iterativo con un vector de estado inicial $\mathbf{x}^{(0)}$, se determina un $\Delta \mathbf{x}$ y se calcula $\mathbf{x}^{(1)}$ como $\mathbf{x}^{(0)} + \Delta \mathbf{x}$; luego se vuelve a determinar un nuevo $\Delta \mathbf{x}$ con el cual se calcula $\mathbf{x}^{(2)} = \mathbf{x}^{(1)} + \Delta \mathbf{x}$; y así, sucesivamente, hasta que la norma de $\Delta \mathbf{x}$ queda por debajo de ξ , el error máximo de aproximación estipulado por el usuario. En esa situación, el vector \mathbf{x} obtenido en esa iteración se considera el vector de estado estimado \mathbf{x}^{est} .

3.2. Estimación de estado lineal en redes eléctricas

La finalidad última de la estimación de estado lineal es la misma que para la no lineal: hallar el vector de estado que mejor se ajuste a las mediciones tomadas sobre la red eléctrica en cuestión. La denominación “lineal” hace referencia a que existe una relación lineal entre las mediciones que se toman y las variables de estado [28], [30], [87].

Numéricamente, lo más importante es que la estimación de estado lineal permite que el cálculo del vector de estado se realice en un único paso, sin iteraciones. La diferencia fundamental para lograr esto radica en el tipo y la modalidad de mediciones que se requiere tomar. Las mediciones aquí requeridas son las tensiones y las corrientes, pero tomadas con una modalidad de medición fasorial, es decir que se obtiene de cada una de ellas una amplitud y un ángulo de fase, y por ende las dos componentes rectangulares de su fasor representativo [28], [30].

Teniendo en cuenta que el ángulo de fase de una magnitud eléctrica siempre es una referencia temporal relativa, todas las mediciones tomadas sobre la red deben tener algún tipo de marca temporal (denominada “*time stamp*” en inglés) que permita ubicarlas en relación con una referencia temporal común, es decir, sincronizarlas. De esta manera, para cada fasor de tensión y de corriente, pueden obtenerse sus componentes real e imaginaria.

Operando dichas componentes rectangulares con las matrices que describen la red, se puede hacer la estimación de estado con una única operación matricial [30], como se muestra en la subsección siguiente sobre formulación.

En la Fig. 3.2, se muestra un esquema de la disposición requerida para la toma de mediciones destinada a la estimación de estado lineal en un sistema de distribución en media tensión de ejemplo.

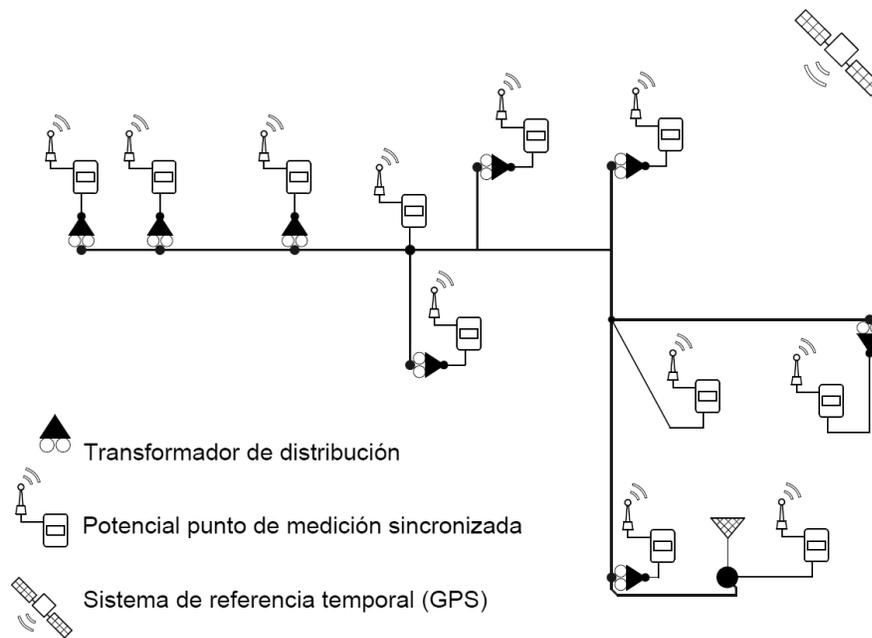


Figura 3.2. Ejemplo de disposición de mediciones fasoriales sincronizadas para estimación de estado lineal

En esta disposición, se incluye a modo de ejemplo un medio de comunicación y sincronización satelital en todos y cada uno de los nodos pero, por supuesto, con la estimación de estado se prescinde de varios de estos medios. A fin de minimizar la cantidad de puntos con mediciones sincronizadas, se requiere que en cada uno de ellos

se recopile no solo el juego de la terna de tensiones del nodo, sino también al menos una terna de corrientes. Con las mediciones locales en cada nodo, deben obtenerse todos los fasores armónicos de cada una de las magnitudes medidas, llegando en todos los casos hasta un mismo orden armónico máximo que es el que se desea alcanzar en el análisis.

En la Fig. 3.3, se muestran esquemáticamente los fasores de la tensión fundamental en cada nodo de la red.

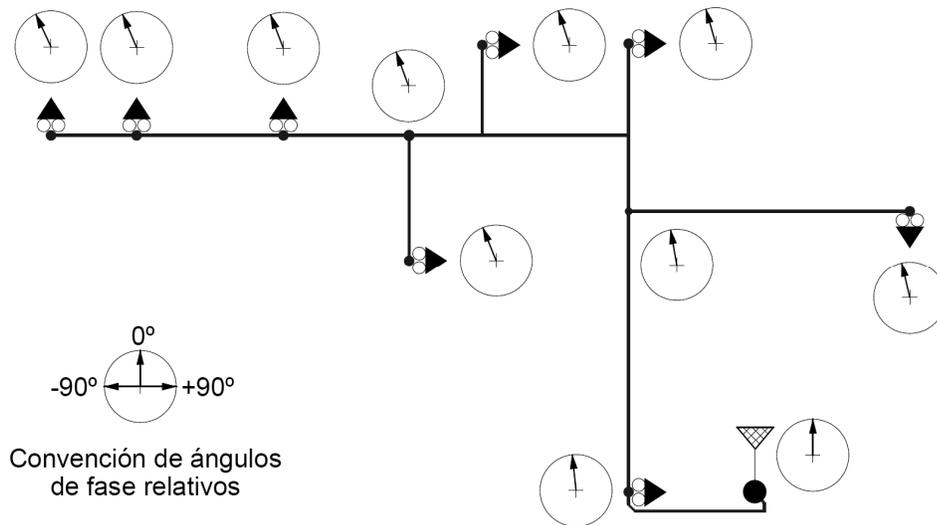


Figura 3.3. Ejemplo de fasores de tensión de frecuencia fundamental por determinar con la disposición de la figura anterior

En este ejemplo, se presenta para cada nodo un bosquejo de su fasor de tensión. Si bien no se alcanza a distinguir gráficamente una diferencia notoria de amplitud, se marca sobre todo la gradual evolución del ángulo de fase a medida que se consideran nodos más alejados del punto de alimentación de esta red radial. Los ángulos de fase están magnificados ex profeso para facilitar la visualización en términos didácticos y manifestar así la importancia de la sincronización en las mediciones.

Desde hace varios años, se viene afianzando la sincronización de las mediciones en las redes eléctricas con diversas finalidades de monitoreo, protección y control [11], [12], [47] [88]. Con la tecnología de sincronización ya disponible, se afirma la posibilidad de una exactitud del orden de $1 \mu\epsilon$, lo cual equivale a $0,018^\circ$ en una forma de onda de 50 Hz, y a $0,45^\circ$ para la armónica 25 correspondiente a tal frecuencia [89] [90] [91] [92] [93] [94].

En la Fig. 3.3 anterior, se introduce el concepto de una convención específica utilizada en la industria para la expresión de los sincrofasores. Si bien en el presente trabajo se adopta la convención tradicional de trazar los fasores de magnitudes eléctricas sobre el plano complejo, puede marcarse la diferencia como se muestra en la Fig. 3.4 [95].

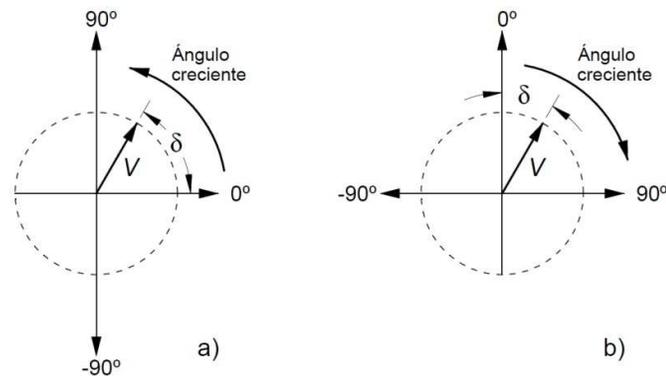


Figura 3.4. Comparación de convenciones para la expresión de fasores
a) tradicional en ingeniería; b) habitual en la operación de redes

Como se indicó, la convención de la parte a) de la Fig. 3.4 es la usada en este trabajo. La presentada en la parte b) corresponde a la adoptada en los elementos de visualización para operadores de redes eléctricas, como herencia de la visualización que se presentaba habitualmente en los tradicionales sincronoscopios [96].

3.2.1. Formulación

Según uno de los trabajos iniciales de referencia [97], se parte de considerar que el conjunto de mediciones surge del muestreo sincronizado de las formas de onda de un conjunto de tensiones y corrientes del sistema. De dichas formas de onda, surgen las magnitudes $z_{re,i}$ y $z_{im,i}$ que constituyen las mediciones según el siguiente postulado:

$$\text{Re} \left\{ \sum_{i \in \Omega} e^{j(i \cdot \omega t)} (z_{re,i} + j z_{im,i}) \right\} \quad (3.8)$$

donde:

- Ω : conjunto de componentes armónicas, incluida la fundamental

- i : orden armónico
- J : variable compleja
- ω : frecuencia angular de la fundamental
- t : tiempo
- $z_{re,i}$: parte real de la medición de la magnitud Z_i
- $z_{im,i}$: parte imaginaria de la medición de la magnitud Z_i

Las mediciones de corrientes y de tensiones se pueden organizar en sendos vectores para establecer su relación con las variables de estado de la siguiente manera:

$$\mathbf{z}_c = [\mathbf{Y}] \cdot \mathbf{x} + \mathbf{r}_c \quad (3.9)$$

$$\mathbf{z}_v = [\mathbf{T}] \cdot \mathbf{x} + \mathbf{r}_v \quad (3.10)$$

donde:

- \mathbf{z}_c : vector de mediciones de corrientes
- \mathbf{z}_v : vector de mediciones de tensiones
- \mathbf{x} : vector de estado
- $[\mathbf{Y}]$: matriz de admitancias, de dimensiones apropiadas
- $[\mathbf{T}]$: matriz de dimensiones apropiadas cuyos elementos son unos o ceros
- \mathbf{r}_c : vector de errores en las mediciones de corrientes
- \mathbf{r}_v : vector de errores en las mediciones de tensiones

El vector de estado incluye todas las variables de estado por estimar, que son las tensiones nodales en amplitud y ángulo de fase. Debe tenerse en cuenta que las variables de estado se ordenan en su vector \mathbf{x} de manera correspondiente con las mediciones de los vectores \mathbf{z}_c y \mathbf{z}_v . De esta manera, puede deducirse que la matriz $[\mathbf{T}]$ adopta la forma $[\mathbf{I} \mid \mathbf{0}]$ según su definición, donde \mathbf{I} es la matriz identidad y $\mathbf{0}$ es la matriz nula, ambas de las dimensiones adecuadas. Cabe observar que todos los vectores y las matrices de (3.9) y (3.10) genéricamente tienen números complejos en sus elementos porque representan fasores de tensión, fasores de corriente o admitancias; la única excepción es la matriz $[\mathbf{T}]$, con números reales en sus elementos (en particular, es una matriz binaria, es decir, compuesta solo de ceros y unos).

Las ecuaciones (3.9) y (3.10) se pueden agrupar en una única expresión:

$$\mathbf{z} = [\mathbf{H}] \cdot \mathbf{x} + \mathbf{r} \quad (3.11)$$

donde:

- \mathbf{z} : vector de mediciones
- $[\mathbf{H}]$: matriz que describe la red de distribución
- \mathbf{x} : vector de estado
- \mathbf{r} : vector de errores de las mediciones

Resulta central distinguir que la ecuación (3.11) es lineal, con lo cual la estimación de mínimos cuadrados requiere un único paso y la solución se obtiene de manera directa. Esta importante ventaja computacional proviene del uso del sistema de coordenadas rectangulares.

Para la resolución de este problema de estimación por mínimos cuadrados, se lo plantea con la forma de un problema de optimización:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar : } & \mathbf{r}^H \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{r} \\ \text{Sujeto a : } & \mathbf{r} = \mathbf{z} - [\mathbf{H}] \cdot \mathbf{x} \end{aligned} \quad (3.12)$$

En esta expresión, el superíndice “H” se refiere a una transpuesta hermitiana¹ [98]. Separando las variables complejas en su parte real y su parte imaginaria, el problema (3.12) se transforma en:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar : } & \mathbf{r}_{re}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{r}_{re} + \mathbf{r}_{im}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{r}_{im} \\ \text{Sujeto a : } & \mathbf{r}_{re} = \mathbf{z}_{re} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{re} - [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{im}) \\ & \mathbf{r}_{im} = \mathbf{z}_{im} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{im} + [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{re}) \end{aligned} \quad (3.13)$$

La función Lagrangeana para este problema de optimización es la siguiente:

$$\begin{aligned} L = & \mathbf{r}_{re}^T \cdot \mathbf{r}_{re} + \mathbf{r}_{im}^T \cdot \mathbf{r}_{im} + \mu_r^T \cdot [\mathbf{z}_{re} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{re} - [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{im}) - \mathbf{r}_{re}] + \\ & \mu_i^T \cdot [\mathbf{z}_{im} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{im} + [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{re}) - \mathbf{r}_{im}] \end{aligned} \quad (3.14)$$

Las condiciones KKT² son las siguientes:

¹ En una transpuesta hermitiana, los elementos son los conjugados de los de la matriz original.

² Las condiciones KKT, llamadas así en referencia a Karush, Kuhn y Tucker, son las condiciones de primer orden necesarias para que una determinada solución en programación lineal sea la óptima, en la medida en que se cumplan ciertas condiciones de regularidad.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{r}_{re}} &= 2 \cdot \mathbf{r}_{re} - \boldsymbol{\mu}_{re} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{r}_{im}} &= 2 \cdot \mathbf{r}_{im} - \boldsymbol{\mu}_{im} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\mu}_r} &= \mathbf{z}_{re} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{re} - [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{im}) - \mathbf{r}_{re} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\mu}_i} &= \mathbf{z}_{im} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{im} + [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{re}) - \mathbf{r}_{im} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}_{re}} &= -[\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_r - [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_{im} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}_{im}} &= [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_r - [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_{im} = 0
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Eliminando las variables $\boldsymbol{\mu}_{re}$, $\boldsymbol{\mu}_{im}$, \mathbf{r}_{re} y \mathbf{r}_{im} , se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} & [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} - [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} \\ -[\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} & [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{re} \\ \mathbf{x}_{im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \mathbf{z}_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \mathbf{z}_{im} \\ [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \mathbf{z}_{im} - [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \mathbf{z}_{re} \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

Por un lado, puede proponerse $[\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} = [\mathbf{A}]$ y, por otra parte, puede escribirse $[\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} - [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} = [\mathbf{B}]$. Con esta nomenclatura, se obtiene finalmente la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} [\mathbf{A}] & [\mathbf{B}] \\ -[\mathbf{B}] & [\mathbf{A}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{re} \\ \mathbf{x}_{im} \end{bmatrix} = [\mathbf{G}] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{re} \\ \mathbf{x}_{im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{im} \\ [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{im} - [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{re} \end{bmatrix} \tag{3.17}$$

donde:

- $[\mathbf{G}]$ es la matriz de ganancia.

La solución para las partes real e imaginaria del vector de estado \mathbf{x} (es decir, \mathbf{x}_{re} y \mathbf{x}_{im}) se obtiene por medio de una factorización de Cholesky y una sustitución hacia adelante y hacia atrás.

3.3. Consideraciones adicionales

3.3.1. Combinación de mediciones sincronizadas con mediciones tradicionales

Dada la disponibilidad habitual de mediciones de amplitudes de tensiones, potencias y amplitudes de corrientes, no es sencillo plantear en las redes de distribución reales un reemplazo completo de estos medios de medición existentes por otros destinados a la medición fasorial sincronizada de tensiones y corrientes. En ese caso, se

estaría proponiendo una inversión de gran magnitud sin transición en el tiempo entre un sistema de estimación de estado y el otro, específicamente orientada a un reemplazo completo.

A fin de generar una transición para esta implementación, se han propuesto en la literatura combinaciones de una modalidad lineal de estimación de estado con una no lineal [45]. La propuesta consiste en que al menos algunas de las tensiones y corrientes del sistema se tomen por medio de mediciones sincronizadas, y que tales datos alimenten un algoritmo de estimación de estado no lineal tradicional. Por las buenas características de las mediciones fasoriales sincronizadas, habitualmente es factible asignarles factores de ponderación elevados en el algoritmo de estimación de estado.

A pesar de los resultados favorables presentados en la literatura para estas configuraciones, debe tenerse en cuenta la mayor complejidad en cuanto a la diversidad de mediciones de diferente naturaleza. Sin embargo, esta disposición resulta promisoria en la medida en que cada punto de medición sincronizada de magnitudes tiene un costo relativamente elevado y esta metodología permitiría una mayor gradualidad en su implementación. Pueden coexistir provisionalmente algunos puntos implementados en esta modalidad con otros puntos con toma de medición tradicional mientras se realiza un reemplazo gradual programado que permita distribuir en el tiempo la inversión monetaria requerida.

3.3.2. Observabilidad y sensibilidad

Cualquiera de las modalidades de estimación de estado aquí presentadas requiere la previa determinación de observabilidad del sistema analizado, para determinar la posibilidad de estimar el estado del sistema sobre la base de su constitución y de las mediciones de que se dispone [36], [86], [99].

Adicionalmente, se suele agregar un estudio de sensibilidad, por ejemplo, ante el desequilibrio entre fases, para determinar en qué grado el algoritmo de estimación de estado se mantiene estable, y sobre todo para estipular con qué precisión converge el algoritmo hacia la solución para cada orden armónico [49], [50], [100].

3.3.3. Previsión contra mediciones erróneas

En las implementaciones de la estimación de estado, resulta clave que se incluya indefectiblemente alguna modalidad de detección de mediciones erróneas a fin de modificar o detener la aplicación del algoritmo en el caso de que se detecte alguna. Esto es porque, en los sistemas reales, pueden producirse inconvenientes que hagan que la medición de alguna de las magnitudes supervisadas se interrumpa o se vea alterada por fallas o factores externos. En ese caso, el algoritmo debe contar con la detección de mediciones erróneas a fin de quitar estas del proceso de estimación de estado. El hecho de contar con una cantidad menor de mediciones en el vector de entrada implica que se reduzca la observabilidad de la estimación de estado; de hecho, en caso de contar con poca excedencia de mediciones, puede llegarse al extremo de que el sistema o algunas de sus partes dejen de ser observables. Este hecho implica una planificación cuidadosa de la implementación de la estimación de estado y sus acciones en función del surgimiento de mediciones erróneas. Tal planificación deberá ser tanto más cuidadosa según sea el nivel de responsabilidad del sistema supervisado [85], [99], [101].

3.3.4. Situación relativa de ambas modalidades

En las redes eléctricas de distribución, a frecuencia fundamental, la estimación de estado aquí mencionada como no lineal es la tradicional. En realidad, su aplicación aún resulta más bien frecuente solo en las redes de transmisión, y a lo sumo en las de subtransmisión. A pesar de lo elaborado del método numérico que debe aplicarse para su resolución, su complejidad se ve compensada por la actual velocidad de procesamiento de información en las redes eléctricas. La clave de su preferencia radica en la disponibilidad técnica y comercial de medios para la medición de parámetros tan elementales como amplitudes de tensiones, amplitudes de corrientes, y potencias activas y reactivas, tanto inyectadas en las ramas como inyectadas en los nodos.

En comparación, la estimación de estado lineal resulta todavía algo onerosa en lo que respecta a instrumentación, especialmente debido a la necesidad de medios de sincronización de precisión temporal aceptable. Por este motivo, esta modalidad está más bien difundida en el ámbito de las redes eléctricas de transmisión, donde la inversión en sistemas de este tipo resulta más accesible en función de la magnitud de la red eléctrica que se supervisa y la cantidad de energía que se suministra en un

determinado período de tiempo. Por otro lado, más allá de su utilidad para estimación de estado, la disponibilidad de mediciones sincronizadas en una red eléctrica permite evaluar el comportamiento dinámico (en estabilidad) de la red, lo que constituye un insumo muy valioso para los estudios predictivos de falla [102], [103].

A los fines prácticos, la combinación antes mencionada de estimación de estado lineal con no lineal se mantiene aún en el ámbito del análisis académico.

3.4. Particularidades de la estimación de estado armónico

La estimación de estado armónico implica replicar para cada uno de los órdenes armónicos de interés la estimación de estado antes descrita. Esto implica que se dispone de un vector de estado y de un vector de mediciones para cada una de las frecuencias armónicas, y que resultan homólogos al vector de estado y al vector de mediciones de la frecuencia fundamental. Cabe acotar un detalle: para cierta barra adoptada como referencia, el ángulo de fase de la tensión de frecuencia fundamental se adopta convencionalmente como nulo, pero el ángulo de fase de las demás componentes de tensión genéricamente son diferentes a cero [5], [8], [28], [30], [36], [37].

Para extender la noción de estimación de estado a la de estimación de estado armónico, conviene remarcar gráficamente el concepto fasorial de la superposición que se pone en juego, ya que este enfoque no suele abordarse en profundidad. De manera similar a lo presentado por el autor en [8] en función de la animación correspondiente [104], en la Fig. 3.5 se evidencia cómo una forma de onda distorsionada se puede expresar como la suma de los fasores de su componente fundamental y de sus armónicas, que en este caso se grafican solamente como de orden 3, 5 y 7. Naturalmente, cada uno de los fasores debe tener la velocidad angular correspondiente a su orden armónico.

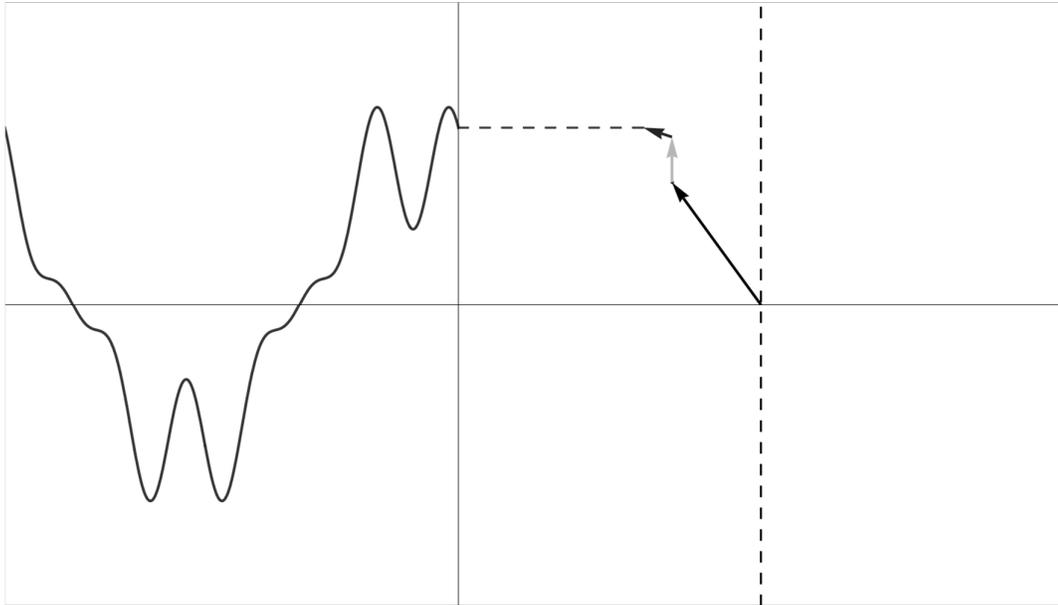


Figura 3.5. Muestra de la desagregación fasorial de una forma de onda distorsionada

En la Fig. 3.6, en función de esta desagregación, se amplían las definiciones para plantear la estimación de estado armónico en la misma red de la Fig. 3.1.

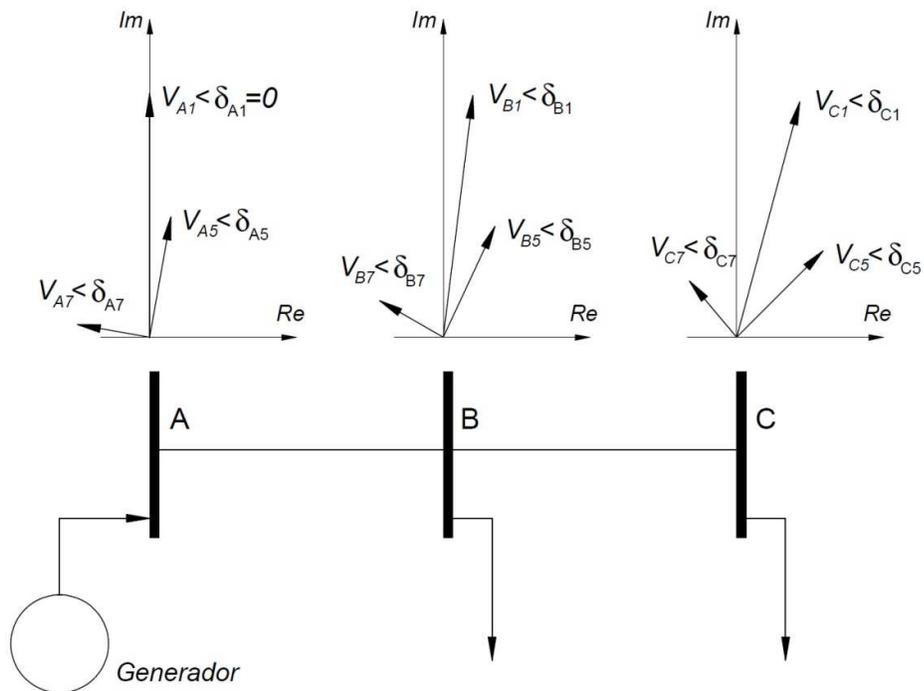


Figura 3.6. Variables de estado para la estimación de estado armónico

En esta representación, nuevamente de un sistema radial de tres barras, se agrega la superposición de fasores de diferentes órdenes armónicos. Se mantuvieron los mismos fasores que ya se representaron en la Fig. 3.1, solo que se les agregó el subíndice “1” para manifestar que se trata de magnitudes de frecuencia fundamental. Por otro lado, se agregaron a modo de ejemplo, sin una escala específica, cómo podrían verse los fasores de tensión correspondientes a los órdenes armónicos “5” y “7”, como lo indican sus subíndices.

Siempre es importante destacar que se considera nulo, como referencia, exclusivamente el ángulo de fase δ_{A1} , pero no así los ángulos de fase de las demás componentes armónicas de tensión de esa barra. De hecho, los respectivos ángulos de fase de todas las armónicas de tensión de esa barra surgirán de la medición y el análisis armónico realizado localmente en esa barra, por medio de alguna variante de la transformada discreta de Fourier (DFT, por sus siglas en inglés) [105] [106].

En cuanto a la modalidad de medición y cómputo que se aplica en la estimación de estado, el trabajo [8] ratificó expresamente una noción que subyacía en el resto de la literatura pero que no estaba explícito: aunque algunos resultados parciales pueden resultar parcialmente promisorios [107] [108], no resulta conveniente el uso de la modalidad no lineal para la estimación de estado armónico. Por el contrario, muchos trabajos demuestran el potencial de la implementación de la estimación de estado armónico basado en una modalidad lineal, es decir, con mediciones fasoriales sincronizadas de tensión y corriente [50], [100], [109].

CAPÍTULO 4.

PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA

La presente propuesta implica adoptar los fasores de tensiones armónicas, que describen el estado armónico de una red eléctrica, y trabajarlos en relación con los fasores de las corrientes armónicas inyectadas, con la finalidad de imputar responsabilidades por contaminación armónica en cada barra.

Previendo la toma de mediciones sincronizadas de tensiones y corrientes, la estimación del estado armónico de una red eléctrica implica la aplicación de un algoritmo de cálculo lineal para cada orden armónico [28], [30], [87]. Para las barras de la red eléctrica, se obtienen las componentes rectangulares de los fasores de tensión armónicos y, para las ramas, las componentes rectangulares de los fasores de corriente armónicos. Por ende, se conoce la amplitud y el ángulo de fase de cada uno de dichos fasores.

En cada barra, interesa específicamente cotejar cada fasor de tensión armónica con el fasor de corriente armónica que se deriva al usuario conectado a dicha barra. Tal confrontación se plantea a través de un método de imputación de responsabilidad armónica basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.

La utilidad y las fortalezas de esta propuesta se detallan, en el capítulo 5 siguiente, con una aplicación sobre mediciones realizadas *ad hoc* para el presente trabajo y sobre simulaciones basadas en propuestas de la literatura.

4.1. Formulación general propuesta

La formulación que aquí se detalla está basada en el método ya descrito para la desagregación de corrientes conforme y no conforme [9], [10], [55], [80], con el agregado posterior de una serie de condiciones que se expresan más claramente de manera gráfica. Se propone dejar de lado el énfasis en los valores y sentidos de las potencias armónicas, ya sean activas o reactivas, especialmente por las controversias que causa en su análisis en la literatura. En cambio, se concentra la atención específicamente en la proporción entre las amplitudes de las corrientes armónicas no

conformes en relación con las amplitudes de las corrientes armónicas conformes correspondientes.

A partir de las definiciones del capítulo 2 sobre impedancia de referencia (o “seudoimpedancia”), corriente conforme y corriente no conforme, pueden considerarse tres situaciones en términos de amplitud de corriente para la aplicación de este criterio:

1. Si se cumple que $|I_h| > |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, entonces la corriente tomada por la carga a la frecuencia de orden h resulta mayor que la correspondiente a una carga lineal. Esto se interpreta como el caso en que la carga resulta responsable de la contaminación a ese orden armónico. En una red eléctrica de distribución, esto implica que el usuario resulta responsable por la contaminación armónica a esa frecuencia en la tensión del punto de acoplamiento común. En la Fig. 4.1, se muestra un ejemplo gráfico de esta situación sobre el plano complejo.

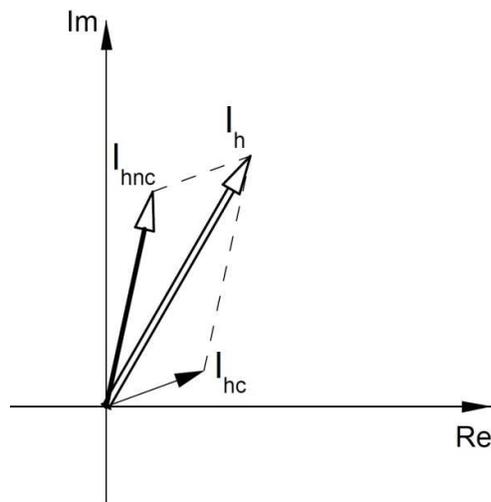


Figura 4.1. Ejemplo de una situación con responsabilidad del usuario

2. Si se cumple que $|I_h| < |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, entonces la corriente tomada por la carga a la frecuencia de orden h resulta menor que la correspondiente a una carga lineal. Esto es la contraparte del caso anterior, esto es, se trata del caso en que la carga del usuario reduce o amortigua la contaminación a ese orden armónico y se comporta de manera favorable desde el punto de vista de la red. En una red eléctrica de distribución, esto implica que la empresa

distribuidora es la que resulta responsable por la contaminación armónica a esa frecuencia en la tensión del punto de acoplamiento común. En la Fig. 4.2, se muestra un ejemplo gráfico de esta situación sobre el plano complejo.

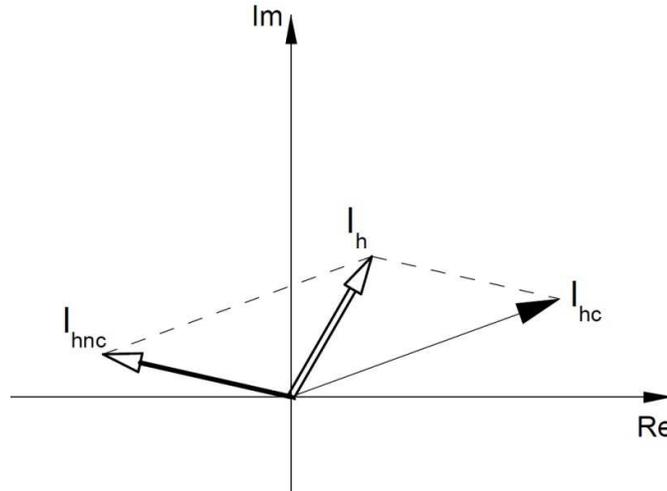


Figura 4.2. Ejemplo de una situación con responsabilidad de la empresa distribuidora

3. Si se cumple exactamente que $|I_h| = |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, significa que la relación tensión-corriente para el orden armónico h dado responde exactamente en amplitud y ángulo a dicha impedancia de referencia. Esta situación puede considerarse como límite, ya que la corriente tomada por la carga a esa frecuencia no es mayor ni menor que la correspondiente a una carga lineal, y no podría imputarse responsabilidad a ninguna de las partes por la contaminación armónica presente en el punto de acoplamiento común. En otras palabras, esta situación límite implica que no haya influencia mutua entre la empresa distribuidora y el usuario. En la Fig. 4.3, se muestra un ejemplo de esta situación sobre el plano complejo.

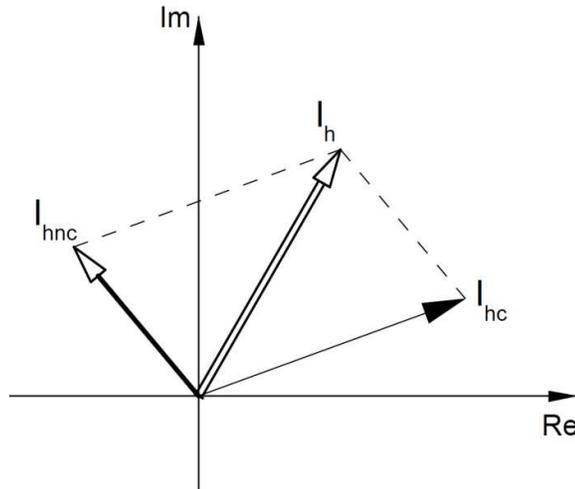


Figura 4.3. Ejemplo de una situación sin imputación de responsabilidades

En cualquiera de los tres ejemplos, puede apreciarse que la corriente no conforme a cada frecuencia habitualmente es diferente de cero, aun en la situación de indiferencia en cuanto a la imputación de responsabilidades.

En la situación límite específica aquí presentada, puede deducirse gráficamente que esta se produce cuando la corriente no conforme se extiende sobre la perpendicular a la bisectriz del ángulo que hay entre la corriente conforme y la corriente circulante a esa frecuencia. Sin embargo, pueden generalizarse de una manera más completa las condiciones de tales situaciones límites a fin de indicar el lugar geométrico correspondiente de los fasores de corriente no conforme. No debe perderse de vista que este análisis debe realizarse para cada uno de los órdenes armónicos h .

En la Fig. 4.4.a, se muestra un esquema, genérico en cuanto a nomenclatura, de la relación fasorial entre corriente armónica total, corriente conforme y corriente no conforme, donde se agregan indicaciones de ciertos ángulos y puntos auxiliares. En la Fig. 4.4.b, se particulariza la situación para el caso límite en que $|I_h| = |I_{hc}|$.

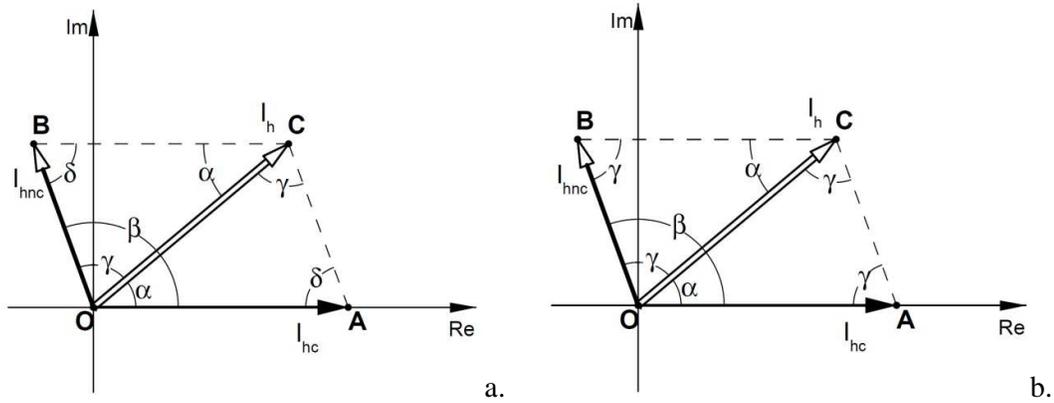


Figura 4.4. Esquemas de la sumatoria de fasores de corriente:

a. genérico en nomenclatura; b. particular para cuando $|I_h| = |I_{hc}|$

En el esquema propuesto, corresponden las siguientes definiciones:

- O, A, B, C : puntos auxiliares que permiten definir los triángulos OAC y BCO, y el paralelogramo OACB
- α : ángulo entre el fasor de corriente armónica I_h y el fasor de corriente armónica conforme I_{hc} , ambas de orden h
- β : ángulo entre el fasor de corriente armónica no conforme I_{hnc} y el fasor de corriente armónica conforme I_{hc} , ambas de orden h
- δ : ángulo auxiliar
- γ : ángulo auxiliar

En el esquema genérico de la Fig. 4.4.a., se pueden observar las siguientes relaciones:

$$\delta = 180^\circ - \beta \tag{4.1}$$

$$\gamma = \beta - \alpha \tag{4.2}$$

En el esquema particular de la Fig. 4.4.b., se pone de manifiesto la siguiente relación debido a que los triángulos OAC y BCO son isósceles:

$$\gamma = \delta = 180^\circ - \beta \tag{4.3}$$

Por las propiedades de los ángulos internos de los triángulos, se cumple lo siguiente para ambos triángulos:

$$\begin{aligned}
\alpha + 2 \cdot \gamma &= 180^\circ \\
\alpha + 2 \cdot (180^\circ - \beta) &= 180^\circ \\
\alpha + 180^\circ - 2 \cdot \beta &= 0^\circ \\
\alpha &= 2 \cdot \beta - 180^\circ \\
\frac{\alpha}{2} = \beta + 90^\circ &\Rightarrow \beta = \frac{180 + \alpha}{2}
\end{aligned}
\tag{4.4}$$

En la Fig. 4.5, se destaca el triángulo isósceles OAC mencionado anteriormente y se indican los dos triángulos rectángulos que quedan definidos al trazar la mediatriz del lado AC (coincidente con su mediana).

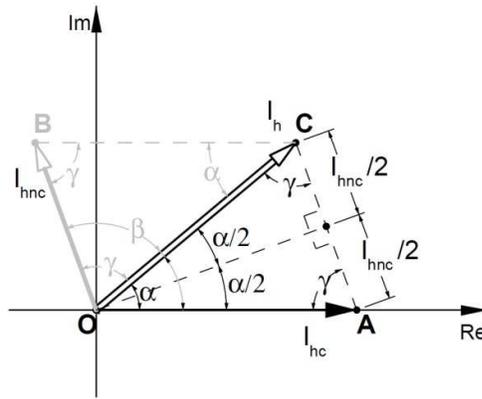


Figura 4.5. Detalle del triángulo isósceles de interés de la figura anterior

Teniendo en cuenta entonces que AC tiene la misma magnitud que OB y las relaciones que quedan de manifiesto en la Fig. 4.5, puede demostrarse que la siguiente es la condición para que se cumpla la situación límite $|I_h| = |I_{hc}|$:

$$|I_{hnc}| = 2 \cdot |I_{hc}| \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2} \tag{4.5}$$

$$\frac{|I_{hnc}|}{|I_{hc}|} = 2 \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2} \tag{4.6}$$

Esta expresión indica que el límite propuesto para la relación entre la amplitud del fasor de corriente no conforme y la amplitud del fasor de corriente conforme no mantiene un valor fijo para todos los órdenes armónicos, sino que depende de la diferencia en ángulo de fase entre la corriente armónica a cada frecuencia y su corriente conforme correspondiente.

En la Tabla 4.1, se enumeran algunos casos notables a modo de comprobación adicional de la validez de la condición deducida.

Tabla 4.1. Casos notables de la situación límite para imputación de responsabilidades

Rango de α	Responsabilidad de la distribuidora	Responsabilidad del usuario
$\alpha = 0^\circ$	$ I_{hnc} > 0, \beta = 180^\circ$	$ I_{hnc} > 0, \beta = 0^\circ$
$\alpha = 60^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < 1$	$ I_{hnc} / I_{hc} > 1$
$\alpha = 90^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < \sqrt{2}$	$ I_{hnc} / I_{hc} > \sqrt{2}$
$\alpha = 180^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < 2$	$ I_{hnc} / I_{hc} > 2$

En la Fig. 4.6, se muestran los esquemas fasoriales correspondientes a los cuatro casos notables indicados en la tabla precedente.

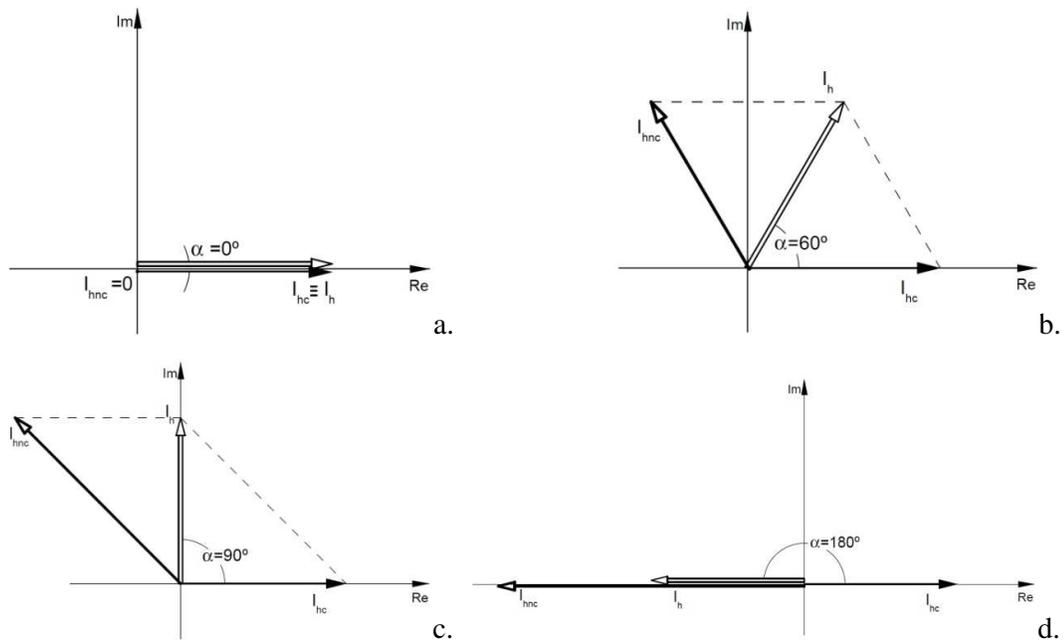


Figura 4.6. Esquemas correspondientes a casos notables de la situación límite:

a. $\alpha = 0^\circ$; b. $\alpha = 60^\circ$; c. $\alpha = 90^\circ$; d. $\alpha = 180^\circ$

En el marco del presente trabajo, se propone utilizar este criterio para evaluar los fasores de las armónicas en cada nodo de una red eléctrica. Dado que los fasores de las

armónicas de tensión y corriente surgirían de una estimación de estado, sus valores estarían sujetos a cierta tolerancia angular y en amplitud, lo que se denomina error vectorial total (TVE, por sus siglas en inglés) [35].

En virtud de tales tolerancias, surge la necesidad de prever límites que no resulten tan restrictivos como los propuestos en (4.5) y en (4.6), luego ejemplificados en la Tabla 4.1. Por ejemplo, para $\alpha = 60^\circ$, podría plantearse responsabilidad para la distribuidora recién cuando ocurra que $|I_{hmc}|/|I_{hc}| < 0,90$, con lo cual se estaría relajando en un orden del 10 % el límite para imputar responsabilidad por contaminación armónica. De similar manera, para el mismo valor de α , se podría imputar responsabilidad al usuario recién cuando $|I_{hmc}|/|I_{hc}| > 1,10$, lo cual implicaría admitir una tolerancia similar a la anterior, solo que en sentido contrario.

Es de esperar que se pueda generar de esta manera una suerte de “banda neutral” para cuyos valores no se genere imputación de responsabilidad por contaminación armónica. Los límites de tal banda, que también podría asociarse al comportamiento de las denominadas “bandas de histéresis”, deberían determinarse en función de simulaciones adicionales sobre los resultados de estimación de estado armónico en sistemas representativos. Si bien los resultados de estimaciones de estado con sincrofasores son tan favorables que algunos autores ya llegan a hablar de “medición de estado” en lugar de “estimación de estado” [44], debe preverse que toda diferencia de ángulo de fase a la frecuencia fundamental se multiplica por el orden armónico a medida que se consideran los mismos resultados para frecuencias armónicas crecientes. Esta es una de las razones principales por las cuales la aplicación de este criterio propuesto de imputación de responsabilidades por contaminación armónica debería restringirse en la práctica hasta el orden armónico 25 aproximadamente.

CAPÍTULO 5.

APLICACIONES DE LA PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA

En el presente capítulo, se muestra el criterio propuesto aplicado a cuatro casos concretos basados en mediciones realizadas, en simulaciones realizadas sobre un modelo normalizado de referencia tomado de la literatura, o en simulaciones realizadas sobre el modelo de una red real de distribución industrial en media tensión.

Con respecto al primer ejemplo, el rectificador trifásico de un variador de frecuencia industrial, las condiciones de la toma y el procesamiento de datos se detallan en la publicación de referencia [82]: se utilizó un analizador de calidad de energía Metrel modelo Power Quality Analyser Plus MI 2292, con una precisión de $\pm 0,5\%$ aplicable a las lecturas realizadas. Se realizaron las mediciones de corriente con las pinzas incorporadas como accesorios estándares, con una relación 1000 A/1000 mV. Se tomaron diversas grabaciones de 2 segundos cada una (unos 100 ciclos a frecuencia industrial) de las formas de onda de tensiones y corrientes; se seleccionó un ciclo lo suficientemente representativo del funcionamiento del equipo medido para las condiciones de trabajo adoptadas. Dada la frecuencia de muestreo del equipo, unos 3,2 kHz, se obtuvieron 128 valores instantáneos por cada ciclo de frecuencia industrial. Si bien esto implica un alcance de registro hasta la armónica 63, en el trabajo de referencia se acotó el estudio de las mediciones a la armónica 41 y, en el presente análisis, se restringió aún más a la armónica 25, que es al alcance de la propuesta vigente. Todos los datos se procesaron numéricamente fuera de línea, incluida la obtención de los valores correspondientes a las secuencias preponderantes para cada orden armónico.

Con respecto al segundo ejemplo, el inversor fotovoltaico con conexión a red, las condiciones de la toma y el procesamiento de datos es idéntica al del primer ejemplo, salvo que se utilizó una pinza de medición de corriente con un rango 100 A/1000 mV acoplada a 5 espiras de uno de los conductores del punto de conexión del equipo. Además, al tratarse de una única medición monofásica, se incorporaron las armónicas triples y se hizo innecesario el análisis de secuencias aplicado en el primer ejemplo, que es trifásico.

Tanto para el tercer ejemplo como para el cuarto, se implementaron sus respectivas simulaciones utilizando una licencia educativa de ETAP® Power Lab, de Operation Technology, Inc., limitada a 25 barras. Para el tercer ejemplo, dicha limitación no afectó la implementación pero, para el caso del cuarto ejemplo, implicó recortar el sistema original a fin de ajustarse a la mencionada limitación en la cantidad de barras: simplemente se quitaron algunas ramas radiales que no afectaron el desarrollo del anillo principal que se simuló y que constituye el núcleo principal del Parque Industrial que se simula. Para la determinación del estado de cada uno de estos modelos en estas dos simulaciones, se utilizó el método de Newton-Raphson con una limitación de 99 iteraciones y una precisión relativa de 0,0001 (una diezmilésima) en la solución.

En el tercer ejemplo, al igual que en el cuarto, la carga contaminante introducida responde a un modelo trifásico propuesto en la literatura [78]. Para el tercer ejemplo, se aplicó al secundario de un transformador de distribución, con lo cual su efecto se ve amortiguado por la impedancia serie de dicho transformador. Para el caso del cuarto ejemplo, se aplicó directamente a uno de los nodos de media tensión que se analiza, considerando la aplicación de un convertidor de frecuencia industrial de media tensión.

El cuarto ejemplo constituye un caso de particular interés por representar un sistema industrial de distribución en media tensión real de la ciudad de San Francisco. Tiene la particularidad de contar con una potencia de cortocircuito disponible elevada en el punto de acometida general y con una red configurada en anillo por medio de conductores de grandes secciones. Esto implica que se trata de un sistema con buenas características en cuanto a su calidad de energía, como se deduce directamente de las reducidas caídas de tensión determinadas en su cálculo de flujo de carga.

5.1. Caso 1: aplicación al rectificador trifásico de un convertidor de frecuencia industrial

En la Fig. 5.1, se muestran las formas de onda de tensión y de corriente representativas de una fase de la entrada de un convertidor de frecuencia industrial de 380 V de tensión nominal y 142 A de corriente nominal de entrada, funcionando a un 80 % de su corriente nominal [82]. Como se especifica en la publicación de referencia, debe tenerse en cuenta que lo que se dibuja es la forma de onda sintetizada a partir de las componentes armónicas de secuencia preponderante.

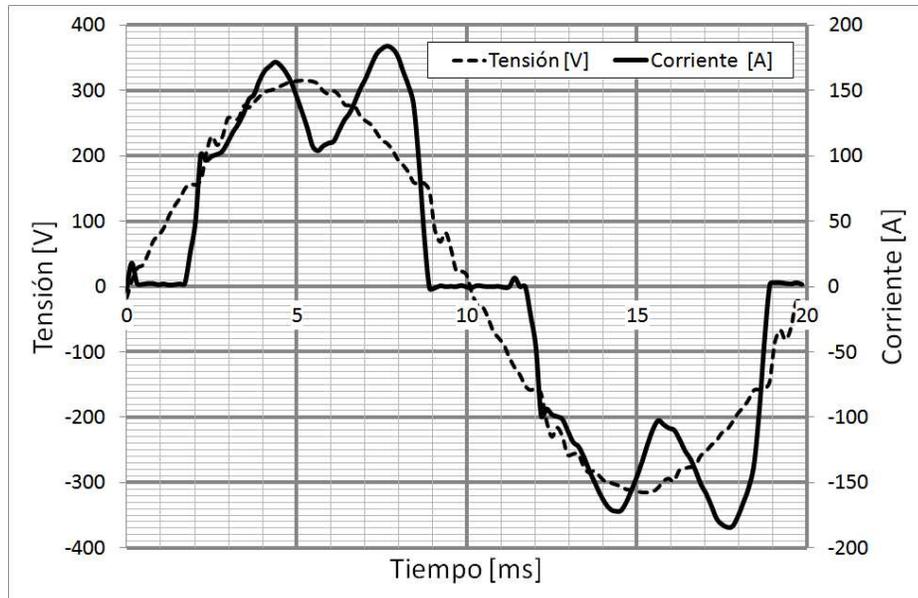


Figura 5.1. Formas de onda de tensión y corriente a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial a un 80 % de carga

En la parte a) de la Fig. 5.2, se muestra la disposición física adoptada en la publicación original para la toma de mediciones sobre el convertidor de frecuencia que alimenta el motor asíncrono que se aprecia en segundo plano; en la parte b), se muestra un detalle de la placa de características del convertidor de frecuencia.

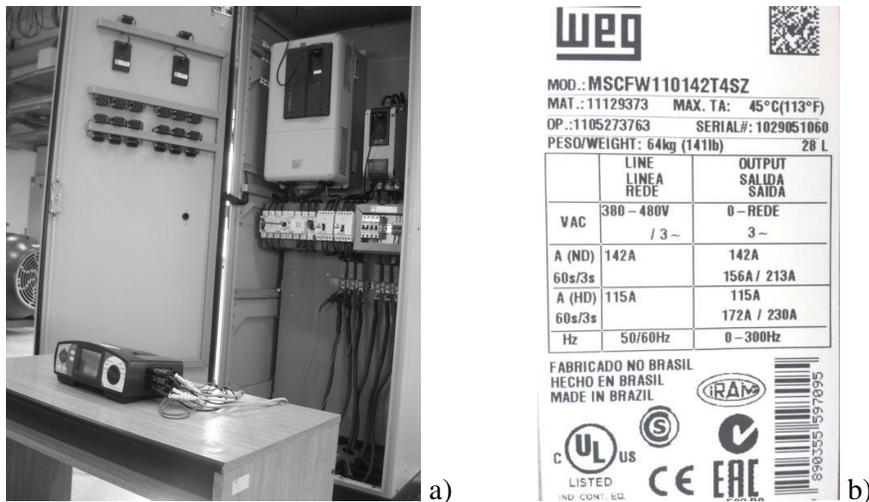


Figura 5.2. Medición a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial:
a) disposición física de la medición; b) detalle de la placa de características

En la Tabla 5.1, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto a este caso de medición.

Tabla 5.1. Resultados del criterio propuesto para el convertidor de frecuencia

h	<i>Sec.</i>	V_h $\langle \theta_h$	I_h $\langle \phi_h$	$I_{hc} \langle \phi_{hc}$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc}$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	<i>Responsab. del usuario</i>
1	+	221,2 <20,3	108,5 <14,5	-	-	-	-	-
5	-	3,103 <-172,4	31,02 <-125,4	1,521 <-201,2	30,68 <-122,6	20,17	1,23	Sí
7	+	2,312 <53,3	14,13 <169,0	1,133 <12,9	15,17 <170,7	13,39	1,96	Sí
11	-	2,251 <-100,1	9,210 <4,5	1,104 <-163,5	10,29 <5,8	9,32	1,99	Sí
13	+	1,554 <132,3	4,833 <-127,7	0,7619 <57,3	5,593 <-127,0	7,34	2,00	Sí
17	-	1,920 <-12,0	4,318 <101,1	0,9413 <-110,0	5,146 <95,7	5,47	1,93	Sí
19	+	1,840 <-156,1	3,470 <-39,7	0,9020 <-265,7	4,147 <-48,7	4,60	1,84	Sí
23	-	1,852 <81,2	2,831 <-168,0	0,9081 <-51,5	3,336 <177,9	3,67	1,70	Sí
25	+	1,990 <-59,2	2,236 <56,1	0,9755 <-203,4	2,599 <34,4	2,66	1,54	Sí

En la columna h , se indican los órdenes armónicos y, en “*Sec.*”, la secuencia preponderante (“+” o “-”). En $V_h \langle \theta_h$, están los fasores de las tensiones armónicas y, en $I_h \langle \phi_h$, los de las corrientes armónicas. En $I_{hc} \langle \phi_{hc}$ e $I_{hnc} \langle \phi_{hnc}$, se dan para cada frecuencia las corrientes conforme y no conforme, respectivamente. En $|I_{hnc}|/|I_{hc}|$, se expresa la relación de amplitudes entre la corriente no conforme y la conforme. En “*Responsab. del usuario*”, se muestra el resultado de este criterio. Por la definición de las corrientes conforme y no conforme, no se dan tales valores para la frecuencia fundamental.

En la publicación original, se demuestra que el método tradicional por dirección de potencia armónica activa arroja un falso negativo para la quinta armónica, es decir que se eximiría al usuario de responsabilidad para ese orden armónico, mientras que el método aquí propuesto le imputa responsabilidad para todos los órdenes armónicos.

5.2. Caso 2: aplicación a un inversor fotovoltaico para conexión a red

En la Fig. 5.3, se muestran las formas de onda de tensión y de corriente de la salida monofásica de un inversor fotovoltaico para conexión a red de 220 V de tensión nominal, 50 Hz de frecuencia nominal, y 2800 W de potencia nominal, funcionando a un 72 % de su corriente nominal [78], [110].

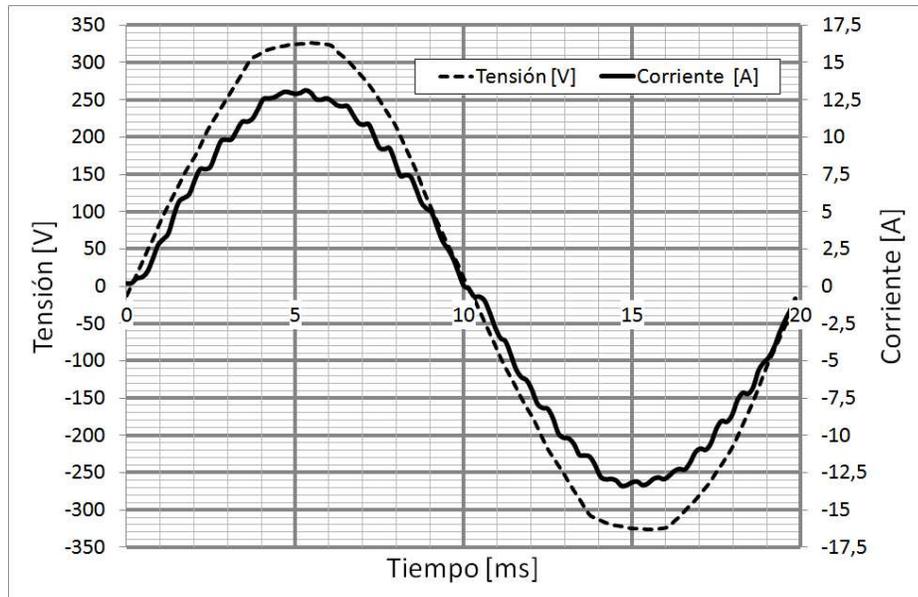


Figura 5.3. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 72 % de su corriente nominal

Cabe destacar que el equipo en cuestión funciona inyectando energía dentro de la instalación interna de un usuario, cerca del punto de acometida, que es alimentado de manera no exclusiva por un transformador de 250 kVA de la empresa distribuidora. Este valor pone de manifiesto la gran disparidad entre la magnitud de esta fuente de generación distribuida con respecto a la potencia de cortocircuito de la red que alimenta. Puede esperarse entonces que la distorsión de tensión resulte prácticamente inmune a la distorsión de la corriente inyectada por el inversor a la red [110], [111].

En la parte a) de la Fig. 5.4, se muestra un detalle de la disposición física de los paneles fotovoltaicos de la instalación piloto sobre la que se llevaron a cabo estas mediciones; en la parte b), se muestra el tablero con el inversor fotovoltaico con conexión a red sobre el que se realizaron las mediciones.

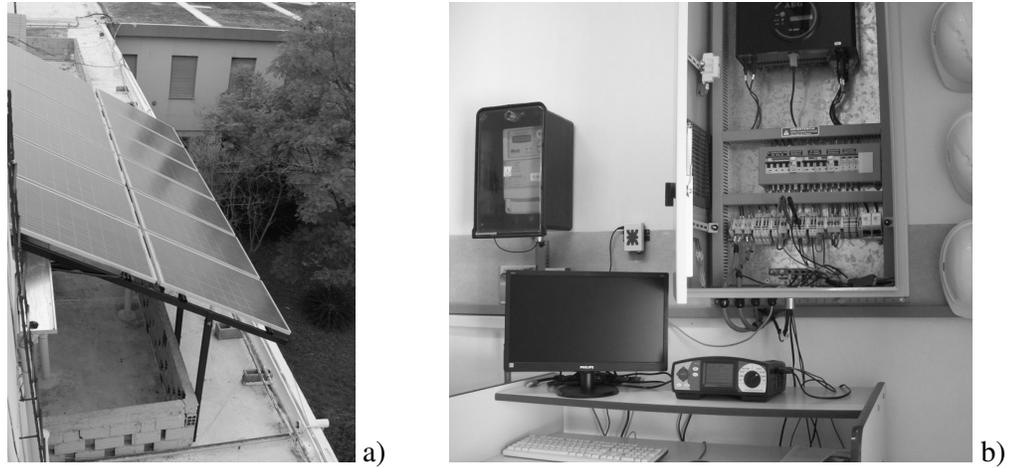


Figura 5.4. Medición sobre una instalación solar fotovoltaica con conexión a red:
a) disposición de los paneles; b) tablero con inversor y medios de comando y protección

En la Tabla 5.2, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto. Para las columnas, son aplicables las mismas referencias que en la Tabla 5.1.

Tabla 5.2. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 72 %

h	$V_h \langle \theta_h$	$I_h \langle \phi_h$	$I_{hc} \langle \phi_{hc}$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc}$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	233,6 <-93,0	9,224 <-93,8	-	-	-	-	-
3	2,537 <19,7	0,086361 <74,3	0,1002 <17,3	0,08980 <143,6	0,90	0,95	-
5	3,337 <43,1	0,06530 <13,2	0,1318 <39,1	0,07840 <-119,5	0,60	0,45	-
7	0,6543 <-118,1	0,077387 <61,2	0,02584 <-123,6	0,1032 <60,0	3,99	2,00	Sí
9	2,085 <121,4	0,1421 <21,8	0,08233 <114,3	0,1672 <-7,7	2,03	1,44	Sí
11	0,5840 <-127,5	0,069693 <42,0	0,02306 <-136,2	0,09274 <-90,8	4,02	2,00	Sí
13	0,4063 <155,4	0,07855 <22,1	0,01604 <145,1	0,08832 <13,3	5,51	1,76	Sí
15	0,2465 <67,9	0,048813 <-24,0	0,009734 <56,0	0,04808 <-35,5	4,94	1,28	Sí
17	0,5810 <-54,0	0,003623 <25,6	0,02294 <-67,4	0,02342 <103,7	1,02	1,45	-
19	0,2770 <169,9	0,056344 <1,9	0,01094 <154,9	0,06628 <-2,4	6,06	1,94	Sí
21	0,02360 <134,6	0,02410 <-19,0	0,0009319 <117,9	0,02479 <-20,5	26,60	1,86	Sí
23	0,2265 <-26,5	0,020952 <-32,7	0,008942 <-44,8	0,01235 <-24,0	1,38	0,21	Sí
25	0,027128 <-54,8	0,020561 <-4,0	0,001071 <-74,6	0,02023 <-1,1	18,89	1,16	Sí

En la Fig. 5.5, se muestran las formas de onda de tensión y de corriente de la salida de este inversor a un 24 % de su corriente nominal. En la Tabla 5.3, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto. Para los contenidos de las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

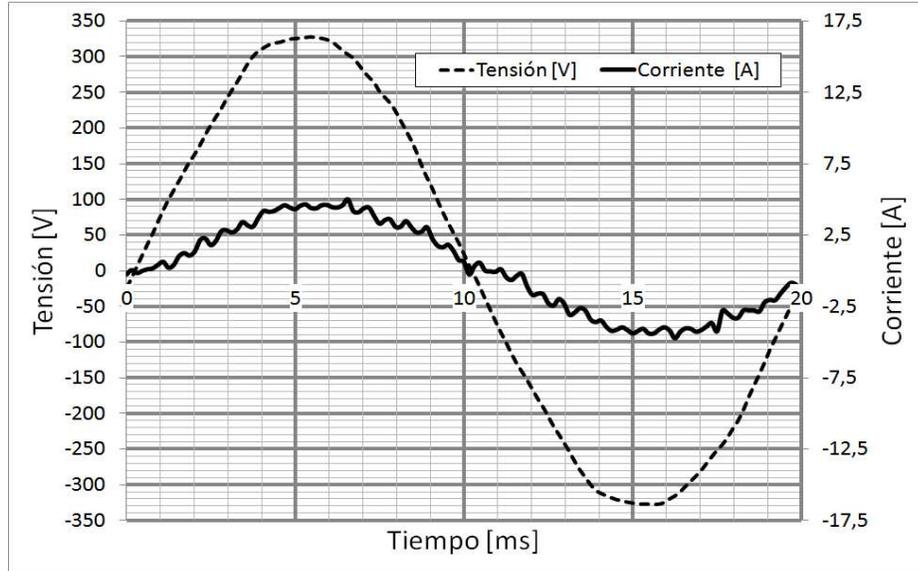


Figura 5.5. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 24 % de su corriente nominal

Tabla 5.3. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 24 %

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	232,4 <-94,7	3,055 <-103,8	-	-	-	-	-
3	2,396 <36,9	0,144 <37,7	0,0315 <9,7	0,118 <44,9	3,74	0,48	Sí
5	2,890 <9,6	0,0911 <-14,8	0,0380 <-35,7	0,0573 <-1,2	1,51	0,36	Sí
7	0,7261 <-137,7	0,0682 <-21,4	0,00954 <-201,1	0,0777 <-21,4	8,14	2,00	Sí
9	2,361 <116,6	0,132 <-18,0	0,0310 <35,0	0,116 <-30,4	3,72	0,89	Sí
11	0,4276 <-143,0	0,00339 <-142,3	0,00562 <-242,7	0,00706 <-90,8	1,26	1,54	-
13	0,3938 <-173,9	0,0126 <119,7	0,00518 <-291,7	0,0102 <142,9	1,98	0,87	Sí
15	0,3282 <7,7	0,0160 <-93,0	0,00432 <-128,3	0,0127 <-81,7	2,94	0,61	Sí
17	0,2202 <-38,4	0,0134 <21,5	0,00289 <-192,4	0,0159 <15,6	5,50	1,91	Sí

Cont.

Cont.

19	0,2957 <158,8	0,0538 <-9,0	0,00389 <-13,4	0,0499 <-8,6	12,84	0,08	Sí
21	0,1053 <-97,4	0,0277 <-119,5	0,00138 <-287,7	0,0291 <-118,9	21,02	1,99	Sí
23	0,01658 <-37,7	0,0290 <-96,5	0,000218 <-246,2	0,0292 <-96,3	134,06	1,93	Sí
25	0,05543 <-139,2	0,0478 <-9,9	0,000729 <-365,8	0,0471 <-10,0	64,64	0,07	Sí

5.3. Caso 3: aplicación a un modelo normalizado de referencia de una red eléctrica

En la Fig. 5.6, se muestra un esquema de una red de distribución de referencia de 13 barras adoptado para la implementación. El modelo fue propuesto específicamente por IEEE como medio para la simulación de situaciones con contaminación armónica para realizar determinaciones comparativas de métodos analíticos de cálculo. [78].

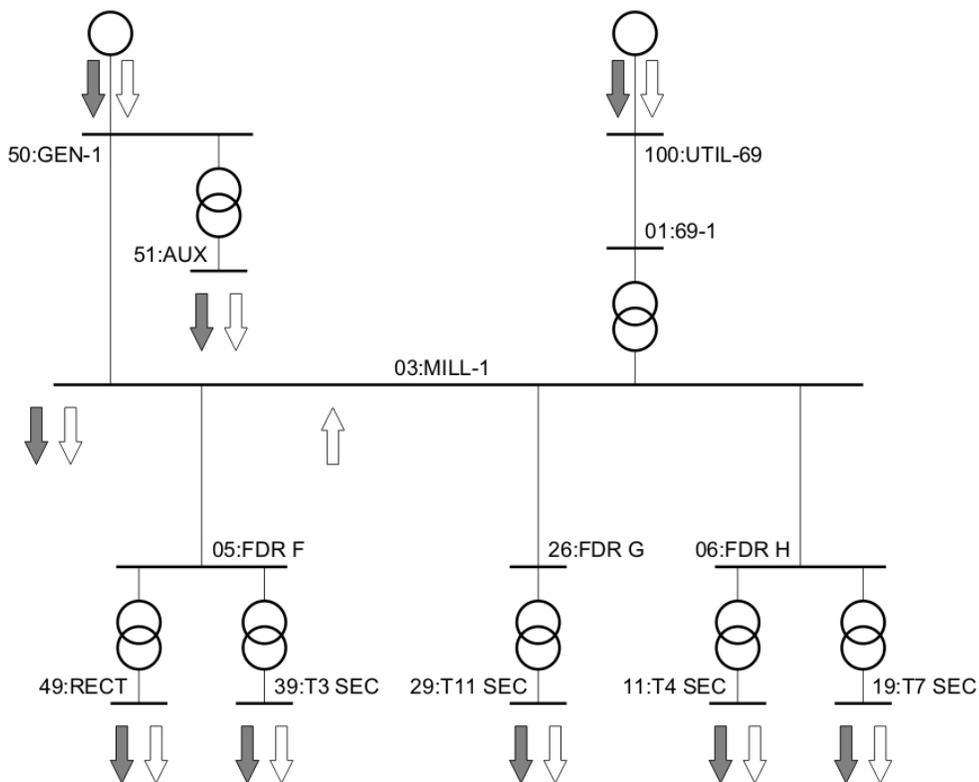


Figura 5.6. Red de distribución equilibrada de 13 barras propuesta por IEEE

El modelo de esta red eléctrica de distribución presenta las siguientes características principales, según lo presentado en la publicación de referencia:

- Fuente principal de suministro: se concreta a través de la barra 100:UTIL-69, a 69 kV, con 1000 MVA de potencia de cortocircuito, y una relación $X/R=22,2$. Se considera alimentación a tensión sinusoidal pura (una única componente de tensión a frecuencia fundamental).
- Tensión principal de distribución: las ramas principales de la red funcionan a 13,8 kV, valor cercano a los 13,2 kV utilizados en Argentina para distribución urbana e industrial.
- Generador distribuido: es una máquina síncrona de 13,8 kV conectada a la barra 50:GEN-1. Su impedancia equivalente es de $0,0366 \Omega + j1,3651 \Omega$ para la excitación correspondiente al resultado del flujo de carga.
- Cargas y compensación de potencia reactiva: todas las cargas se consideran de naturaleza inductiva, y cada una se conecta a su barra correspondiente por medio de sendos transformadores de distribución. La única excepción es la barra 03:MILL-1, donde hay una carga inductiva conectada directamente y también se incluye un banco de condensadores de 6000 kvar.
- Carga contaminante: se considera una única carga no lineal conectada en la barra 49:RECT, a través de un transformador dedicado. Se le asignan características estándares equivalentes a la de un rectificador trifásico.

En la Tabla 5.4, se presenta información sobre los transformadores de la red.

Tabla 5.4. Transformadores de la red eléctrica de referencia

Desde la barra	Hasta la barra	Relación de tensiones (kV : kV)	Toma del primario (kV)	Potencia nominal (kVA)	R %	X %
01:69-1	03:MILL-1	69 : 13,8	69	15 000	0,4698	7,9862
50:GEN-1	51:AUX	13,8 : 0,48	13,45	1500	0,9593	5,6694
05:FDR F	49:RECT	13,8 : 0,48	13,8	120	0,7398	4,4388
05:FDR F	39:T3 SEC	13,8 : 4,16	13,11	1725	0,7442	5,9537
05:FDR G	29:T11 SEC	13,8 : 0,48	13,45	1500	0,8743	5,6831
06:FDR H	11:T4 SEC	13,8 : 0,48	13,8	1500	0,8363	5,4360
06:FDR H	19:T7 SEC	13,8 : 2,4	13,11	3750	0,4568	5,4810

En la Tabla 5.5, se describen todas las impedancias por unidad (p. u.) de la red, basadas en una potencia de 10 000 kVA. En la Tabla 5.6, se presentan los resultados del flujo de carga a frecuencia fundamental, con lo cual se presenta el estado del sistema.

Tabla 5.5. Impedancias p. u. de las líneas de la red eléctrica de referencia

Desde la barra	Hasta la barra	R (p. u.)	X (p. u.)
100:UTIL-69	01:69-1	0,00139	0,00296
03:MILL-1	50:GEN-1	0,00122	0,00243
03:MILL-1	05:FDR F	0,00075	0,00063
03:MILL-1	26:FDR G	0,00157	0,00131
03:MILL-1	06:FDR H	0,00109	0,00091

Tabla 5.6. Datos de flujo de carga en la red eléctrica

Barra	Tensión de barra (p. u.)	Ángulo de fase de la tensión de barra (°)	Potencia activa inyectada en la barra (kW)	Potencia reactiva inyectada en la barra (kvar)
100:UTIL-69	1,000	0,00	7450	540
01:69-1	0,999	-0,13	-	-
03:MILL-1	0,994	-2,40	-2240	-2000
50:GEN-1	0,995	-2,39	2000	1910
51:AUX	0,995	-3,53	-600	-530
05:FDR F	0,994	-2,40	-	-
49:RECT	0,980	-4,72	-1150	-290
39:T3 SEC	0,996	-4,85	-1310	-1130
26:FDR G	0,994	-2,40	-	-
06:FDR H	0,994	-2,40	-	-
11:T4 SEC	0,979	-3,08	-370	-330
19:T7 SEC	1,001	-4,69	-2800	-2500
29:T11 SEC	0,981	-4,16	-810	-800

En la Fig. 5.7, se describe el espectro en frecuencia de la corriente inyectada por la carga contaminante conectada en la barra 49:RECT [78].

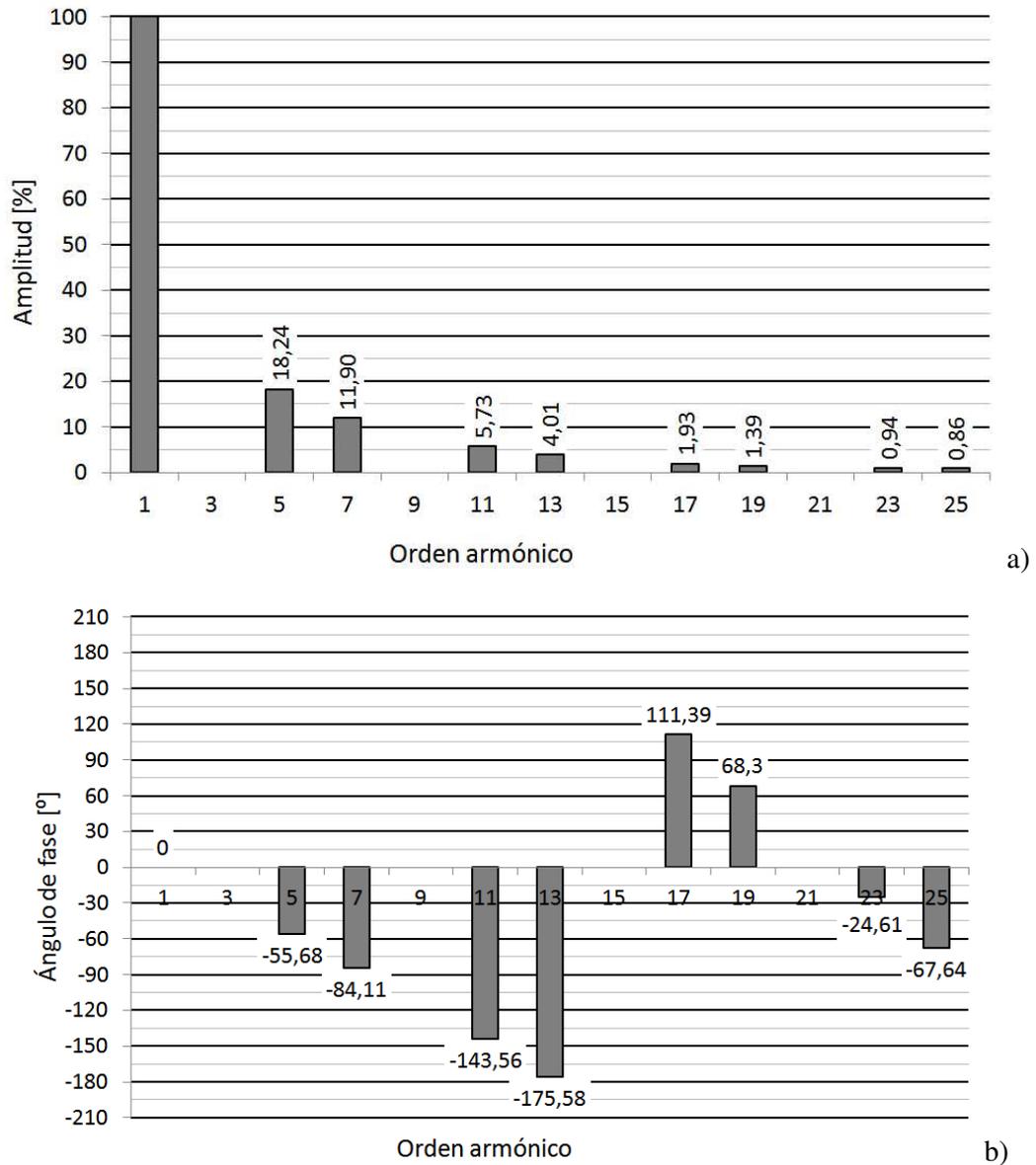


Figura 5.7. Espectro en frecuencia de la corriente inyectada en la barra 49:RECT por la carga contaminante: a) amplitudes; b) ángulos

En la Fig. 5.8, se muestran gráficamente los resultados del flujo de carga de la Tabla 5.6, más la TDT en cada una de las barras.

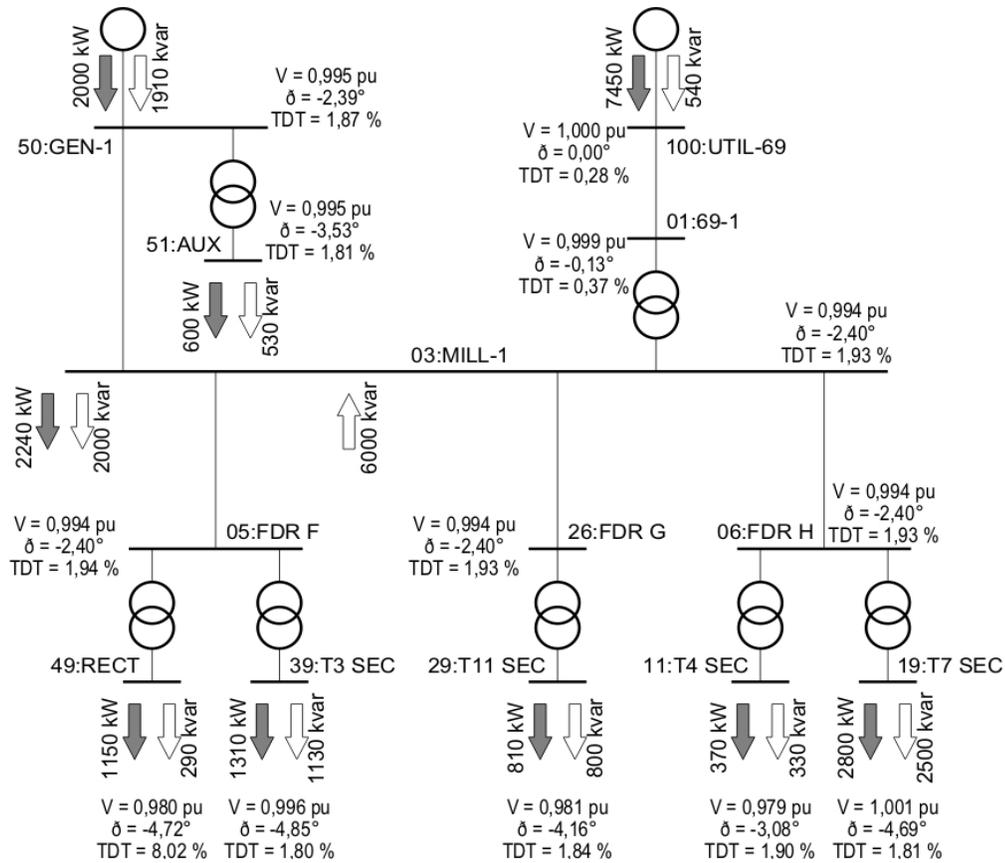


Figura 5.8. Resultados del flujo de carga de la red eléctrica

La frecuencia original de 60 Hz es solo informativa, ya que se especifican reactancias e impedancias, o sea que ya se contempla el efecto de la frecuencia sobre los parámetros de líneas y de transformadores. Al resolver para múltiples órdenes armónicos, se trabaja con proporciones lineales sobre las reactancias (por ejemplo, una reactancia dada se considera 5 veces superior al analizarla para el orden armónico 5).

Se adoptan diversas hipótesis simplificativas importantes:

- El espectro en frecuencia de la corriente inyectada por la carga contaminante consta solo de armónicas de órdenes $6 \cdot n \pm 1$ (5, 7, 11, 13, etc.). Estos órdenes, típicos en rectificadores trifásicos de 6 pulsos, implican exclusivamente componentes de secuencia positiva y negativa.
- En la publicación de referencia [78], el modelo de esta red se considera equilibrado, con lo que se declaran solo impedancias de secuencia positiva que a su vez, en este caso específico, resultan aplicables también para los cálculos en la red de secuencia negativa. En otras palabras, se usan las

mismas impedancias en la red de secuencia positiva que en la de secuencia negativa, tanto para las líneas como para los transformadores. También, se consideran nulas todas las corrientes y tensiones de secuencia cero.

- En el artículo de referencia, se aclara que las líneas son aéreas de escasa longitud, con lo que se omiten las componentes capacitivas paralelo de las líneas y se limita su representación a impedancias R-X serie. Podría requerirse una revisión de esta simplificación en caso de extender estos estudios a otras configuraciones con líneas más extensas o construidas con conductores preensamblados, o bien que incluyan el estudio de componentes de órdenes armónicos mayores a los contemplados. De hecho, en el artículo, se trabajan valores hasta la armónica 37, pero se considera prudente acotar dicha validez a la armónica 25 a fin de que puedan obviarse los efectos capacitivos de las líneas.
- La mencionada igualdad de impedancias de secuencia positiva y de secuencia negativa requiere una aclaración especial para el generador sincrónico incluido en la red. Para representar esta máquina de manera simple, se considera una impedancia de secuencia negativa de valor similar al de su impedancia subtransitoria, a su vez en el mismo orden de magnitud que la impedancia de secuencia positiva. Esta simplificación resulta apropiada para una máquina de este tamaño pero, en caso de extender este estudio a otro caso, podría resultar necesario conocer detalladamente ambas impedancias de secuencia de la máquina a fin de corroborar si se pueden considerar de igual magnitud. Esto, sumado a la influencia del nivel de excitación sobre el valor de la impedancia equivalente de la máquina sincrónica, implican aspectos específicos sobre la inclusión de generación distribuida con máquinas sincrónicas en este tipo de redes de distribución.
- Todas las cargas de la red se modelan como impedancias R-L serie. Según la convención adoptada en el artículo, el argumento es que esto permite representar con una buena aproximación el comportamiento de las cargas industriales reales [78]. Es decir que se admite la combinación de las cargas contaminantes con el de algunos efectos mitigadores que evitan que la contaminación armónica llegue a niveles demasiado elevados; un ejemplo elemental de esta situación es la tradicional interposición de un

transformador entre la red de distribución y una carga contaminante [21]. De lo contrario, deberían involucrarse modelos más detallados que combinen máquinas giratorias con otros tipos de cargas [112] [113].

- Se toma como despreciable la variación con la frecuencia de las resistencias de todos los elementos, con lo que se evita contemplar efectos en los conductores como el pelicular (*skin*). Cabe destacar nuevamente que las frecuencias evaluadas en la publicación de referencia llegan solo hasta el orden armónico 37, o sea 2,22 kHz para una frecuencia fundamental de 60 Hz. Este rango de frecuencias cubre la mayor parte de los niveles armónicos requeridos en estudios industriales. Solo si la contaminación armónica a altas frecuencias fuera muy notoria, podría ser necesario calcular la variación de las resistencias con la frecuencia. Como previsión adicional, el análisis específico del presente trabajo acota adicionalmente este rango de frecuencias a la armónica 25, a fin de minimizar este inconveniente, además de prever un nivel razonable de incertidumbre en el resultado de una estimación de estado.
- Se considera muy poco importante el incremento de las pérdidas en los transformadores en función de la frecuencia. Dados los valores de eficiencia típicos en estos transformadores [114], [115], no se comete un error apreciable al aplicar esta simplificación. Solo podrían considerarse los ajustes necesarios en el caso específico de que algún transformador estuviera cargado muy por debajo de su valor nominal.
- También se adopta como insignificante la incidencia de las ramas magnetizantes de los transformadores de la red de distribución. Esta suposición resulta válida en la medida en que las pérdidas habituales en la rama magnetizante de un transformador de este orden de magnitud son del orden del 0,20 % de la potencia asignada [114].

En la Tabla 5.7, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto para la corriente que se deriva de la barra 05:FDR F a la barra 49:RECT y, en la Tabla 5.8, para la corriente que se deriva de la barra 05:FDR F a la barra 39:T3 SEC. Para las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

Tabla 5.7. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 49:RECT

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13624 <-2,4	50,4 <-18,9	-	-	-	-	-
5	181,1 <91,8	9,88 <-159,2	0,670 <59,0	10,4 <-156,9	15,56	1,89	Sí
7	166,9 <-71,5	6,53 <130,8	0,618 <-120,9	6,75 <125,8	10,93	1,62	Sí
11	8,636 <141,3	3,26 <-112,8	0,0320 <75,5	3,26 <-11,8	102,03	1,99	Sí
13	3,195 <142,6	2,34 <-84,4	0,0118 <60,4	2,34 <-84,6	198,34	1,91	Sí
17	4,346 <45,7	1,18 <120,9	0,0161 <-53,0	1,20 <121,0	74,68	2,00	Sí
19	4,108 <-31,2	0,879 <37,2	0,0152 <-146,4	0,894 <37,1	58,81	2,00	Sí
23	3,960 <163,6	0,632 <-136,5	0,0147 <32,0	0,647 <-136,7	44,14	1,99	Sí
25	4,121 <83,7	0,598 <140,4	0,0152 <-64,4	0,611 <139,8	40,10	1,95	Sí

Tabla 5.8. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 39:T3 SEC

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13624 <-2,4	76,7 <-45,6	-	-	-	-	-
5	181,1 <91,8	0,708 <63,7	1,02 <5,6	0,881 <142,6	0,86	0,97	-
7	166,9 <-71,5	0,625 <-103,9	0,940 <-200,9	1,19 <-52,4	1,27	1,50	-
11	8,636 <141,3	0,0294 <99,2	0,0486 <-31,3	0,0714 <130,4	1,47	1,82	-
13	3,195 <142,6	0,0103 <96,1	0,0180 <-73,1	0,0282 <103,0	1,57	1,99	-
17	4,346 <45,7	0,0127 <-8,8	0,0245 <-213,1	0,0363 <-24,8	1,49	1,96	-
19	4,108 <-31,2	0,0114 <-89,1	0,0231 <-333,2	0,0299 <-133,1	1,29	1,70	-
23	3,960 <163,6	0,00990 <100,0	0,0223 <-181,5	0,0226 <24,1	1,01	1,27	-
25	4,121 <83,7	0,00983 <17,6	0,0232 <-304,6	0,0165 <-103,2	0,71	0,65	Sí

5.4. Caso 4: aplicación al modelo de una red de distribución industrial real

En la parte a) de la Fig. 5.9, se muestra la disposición geográfica del Parque Industrial Piloto de San Francisco de la provincia de Córdoba (Argentina) [116] y, en la parte b), un esquema simplificado de su red de distribución en media tensión (13,2 kV). En ambas partes, se indican los puntos cardinales y se señala con una flecha el punto de acometida desde la central principal de transformación de la ciudad, al Este del predio.

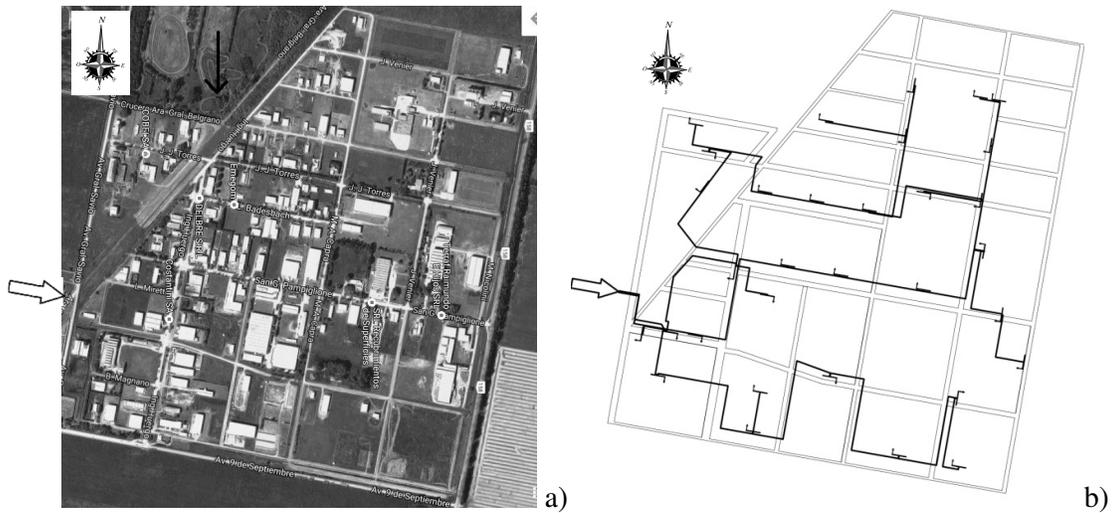


Figura 5.9. Parque Industrial Piloto de San Francisco: a) disposición geográfica general; b) esquema simplificado de la red interna de distribución en media tensión

Esta red de distribución industrial se diferencia de la normalizada de referencia del Caso 3 es que se enfoca exclusivamente en la distribución en media tensión, sin detallar valores en baja tensión. Con esta característica, todas las mediciones y determinaciones se realizan a un único nivel de tensión de distribución. La diferencia principal radica en la impedancia interpuesta por cada transformador de distribución en las derivaciones de carga: la impedancia serie equivalente de los transformadores requeriría consideraciones no lineales para órdenes armónicos muy elevados, además de la posible incidencia de la rama paralelo equivalente de magnetización. En la práctica, debe tenerse en cuenta el nivel de tensión al cual adquiere el servicio cada usuario, ya que esto determina dónde se toman las mediciones para hacer el análisis de responsabilidades por contaminación armónica.

En la Fig. 5.10, se muestra una fracción de esta red de distribución, constituida por 25 de sus 34 barras, adoptadas para la implementación de este análisis, donde se indica la hipótesis de carga en cuanto a potencias activas y reactivas en cada barra.

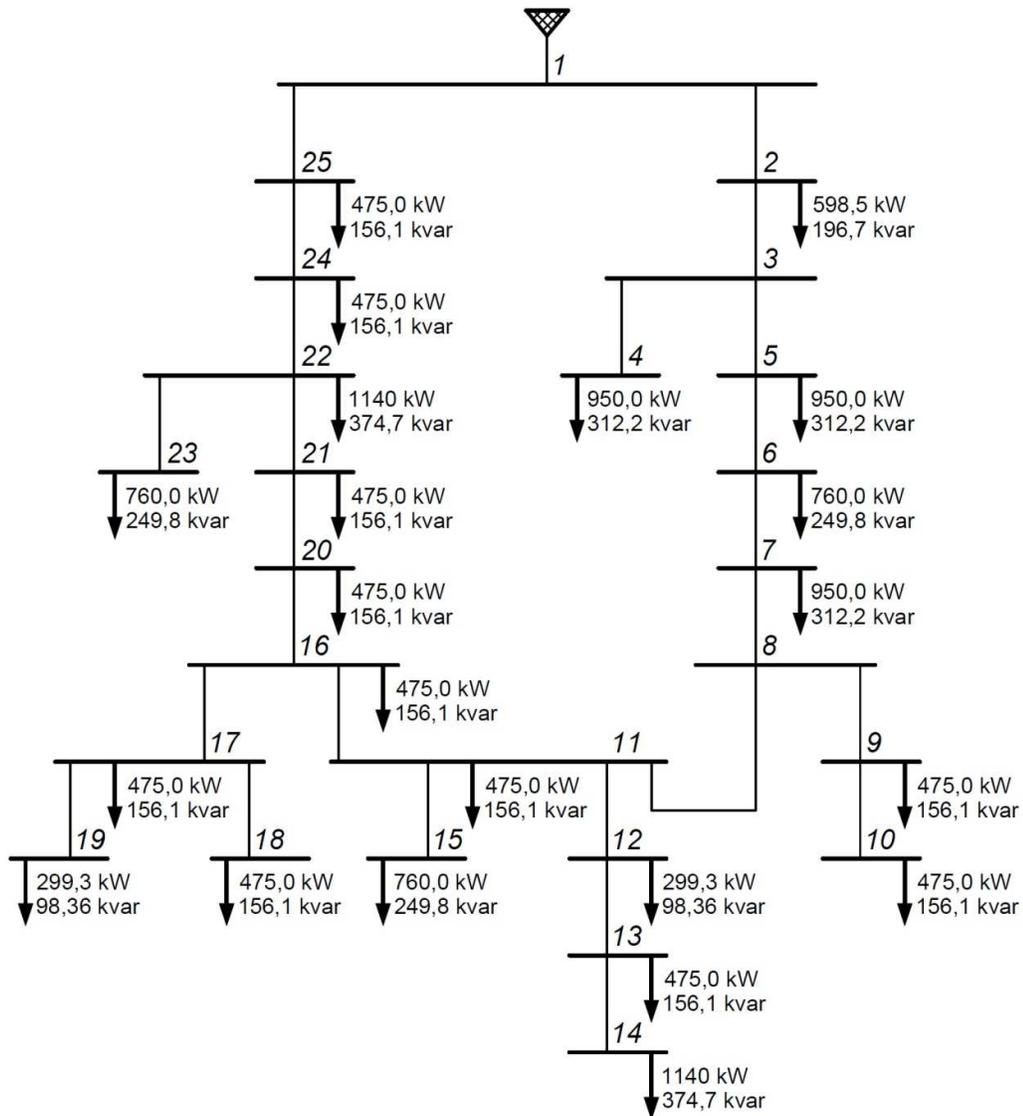


Figura 5.10. Red eléctrica de distribución industrial en MT de 25 barras

A continuación, se detallan sus características más importantes:

- La red está basada en una fracción del Parque Industrial Piloto de San Francisco [116]. De las 34 barras originales (incluido el punto de acometida desde la central de transformación de la ciudad), se omiten algunas ramas radiales a fin de adoptar solo 25 barras y ajustarse así a las limitaciones de

los medios de simulación [117]. La potencia nominal total en transformadores suma 15,375 MVA para la fracción considerada.

- La red consta de un anillo de distribución en el que se puede comprobar que las barras 8 y 11 (y las que se alimentan desde ellas) son las más comprometidas en cuanto a nivel de tensión a plena carga. Específicamente, la barra 10, subsidiaria de la 8, es la de mayor caída de tensión en toda la red.
- En cada barra, la carga se fija en función de la potencia nominal de los transformadores que alimenta. Esto constituye un caso extremo porque la demanda máxima de esta instalación ronda el 40 % de la suma de las potencias nominales de sus transformadores. También resulta un caso conservador teniendo en cuenta que, según un estudio [115], el factor de carga típico en transformadores de distribución no suele superar el 40 %.
- Suministro principal de 13,2 kV en la barra 1: 671,4 MVA de potencia de cortocircuito, $X/R=15$. Se considera tensión de suministro con forma de onda sinusoidal pura (una única componente de tensión a frecuencia fundamental).
- Distribución en 13,2 kV: íntegramente con cables subterráneos, en su mayoría unipolares, aunque con diversos tramos de conductores tripolares.
- Cargas: se adoptan inductivas, con un factor de potencia de 0,95, el mínimo requerido a los usuarios para evitar penalizaciones. Las cargas de 400/231 V se consideran conectadas a sus respectivas barras por medio de sendos transformadores de distribución [114], aunque esta consideración resulta accesoria dado que la potencia nominal se asigna en el primario, según la norma aplicable.
- Cargas contaminantes: la corriente de cada una se adopta con el mismo espectro en frecuencia de la Fig. 5.7, conectadas en las barras 9, 10, 16, 17, 18 y 19. Se adoptan de magnitud tal que la penetración de cargas no lineales en potencia (un 17 %) resulte similar al caso normalizado del Caso 3 (un 15 %).

En la Tabla 5.9, se transcribe información relativa a los transformadores de la red de distribución; en algunas barras, se cuenta con dos transformadores en paralelo. En la Tabla 5.10, se describen las impedancias de las líneas de la red.

Tabla 5.9. Información sobre las cargas de la red industrial

Barra nro.	Potencia (kVA)	Barra nro.	Potencia (kVA)	Barra nro.	Potencia (kVA)
2	630	12	315	20	500
4	1000	13	500	21	500
5	500 + 500	14	1200	22	1200
6	800	15	800	23	800
7	500 + 500	16	500	24	500
9	500	17	500	25	500
10	500	18	500	-	-
11	500	19	315	-	-

Tabla 5.10. Impedancias de las líneas de la red industrial

Desde barra nro.	Hasta barra nro.	Resistencia R (Ω)	Reactancia X (Ω)	Desde barra nro.	Hasta barra nro.	Resistencia R (Ω)	Reactancia X (Ω)
1	2	0,01706	0,008840	11	15	0,1068	0,01899
2	3	0,05635	0,05145	11	16	0,07164	0,06542
3	4	0,09090	0,03054	16	17	0,05442	0,04969
3	5	0,03050	0,01581	17	18	0,02624	0,02396
5	6	0,02903	0,01504	17	19	0,1488	0,02646
6	7	0,04444	0,02304	16	20	0,09940	0,01768
7	8	0,05412	0,02805	20	21	0,02837	0,01470
8	9	0,2441	0,03148	21	22	0,05461	0,02830
9	10	0,1891	0,02438	22	23	0,07384	0,02093
8	11	0,03149	0,01632	22	24	0,03462	0,03160
11	12	0,03001	0,01556	24	25	0,06520	0,05954
12	13	0,02444	0,01266	25	1	0,06794	0,06203
13	14	0,03749	0,006667	-	-	-	-

Las especificaciones de las impedancias se dan directamente en términos de reactancias e impedancias, de modo que no se involucra la frecuencia de 50 Hz. La formulación de la resolución a cada orden armónico implica una proporcionalidad según el orden armónico correspondiente.

Estas son otras características importantes para la red eléctrica propuesta:

- Como en la red de referencia, se estudian solo armónicas de órdenes $6 \cdot n \pm 1$ (5, 7, 11, 13, etc.), que corresponden solo a la secuencia positiva o negativa. Estas secuencias son preponderantes en cargas contaminantes como la especificada, además de que la distribución se realiza sin neutro.
- La red se considera equilibrada, con lo que se declaran solo impedancias de secuencia positiva y, por el tipo de componentes analizados, se las considera equivalentes para la red de secuencia negativa. Se consideran nulos todos los valores de corriente y tensión en la red de secuencia cero.
- Todos los conductores se modelan como impedancias R-L serie, sin componentes capacitivas en paralelo. Según el orden armónico máximo adoptado, esta simplificación podría requerir una revisión para adoptar modelos más completos, como un circuito equivalente π , especialmente en el caso de las ramas compuestas por cables multipolares [85].
- Al igual que en para la red normalizada de referencia del Caso 3, se omite la representación de las ramas paralelo de magnetización de los transformadores de distribución, y se considera despreciable la variación de las pérdidas de estos en función de la frecuencia de cada orden armónico considerado.
- Con las mismas consideraciones que se hicieron para la red de referencia normalizada del Caso 3, todas las cargas se modelan como impedancias R-L serie [78].
- Al igual que en la red de referencia del Caso 3, se desprecia la variación con la frecuencia de las componentes resistivas de los elementos modelados, sobre todo teniendo en cuenta que se limita el orden armónico analizado a 25.

En la Tabla 5.11, se describe el flujo de carga a frecuencia fundamental.

Tabla 5.11. Resultados del flujo de carga
en la red industrial de media tensión

Barra	Tensión fundamental (p. u.)	Ángulo de fase de la tensión fundamental (°)	Barra	Tensión fundamental (p. u.)	Ángulo de fase de la tensión fundamental (°)
1	1,000	0,000	14	0,9892	-0,164
2	0,9991	-0,009	15	0,9896	-0,156
3	0,9960	-0,094	16	0,9903	-0,161
4	0,9954	-0,094	17	0,9898	-0,174
5	0,9946	-0,108	18	0,9897	-0,176
6	0,9935	-0,120	19	0,9895	-0,172
7	0,9921	-0,136	20	0,9915	-0,176
8	0,9907	-0,152	21	0,9920	-0,173
9	0,9893	-0,137	22	0,9931	-0,166
10	0,9888	-0,131	23	0,9927	-0,165
11	0,9901	-0,160	124	0,9944	-0,135
12	0,9897	-0,164	25	0,9970	-0,072
13	0,9894	-0,166	-	-	-

Sobre estos resultados del flujo de carga a frecuencia fundamental, que constituye una parte del estado del sistema, se agrega la información de las cargas contaminantes. Se determina así el estado armónico de toda la red, que implica también las tensiones armónicas en cada una de las barras, con sus respectivos ángulos de fase. Esto permite obtener los fasores de las corrientes armónicas que se derivan en cada barra, requeridas en combinación con dichas tensiones con el fin de aplicar el criterio propuesto.

En la Tabla 5.12, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto para la barra 10. Para las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

Tabla 5.12. Resultados del criterio propuesto para la barra 10 de la red industrial

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13052 <-0,1	22,1 <-18,2	-	-	-	-	-
5	69,47 <103,5	4,42 <-152,0	0,118 <71,7	4,51 <-151,0	38,33	1,86	Sí
7	62,55 <39,8	2,84 <141,2	0,106 <-10,9	2,93 <142,2	27,70	1,94	Sí
11	46,31 <-93,7	1,30 <7,4	0,0784 <-163,3	1,38 <7,9	17,59	1,99	Sí
13	37,88 <-163,4	0,893 <-61,5	0,0642 <-251,3	0,956 <-62,1	14,90	1,99	Sí
17	23,28 <47,7	0,415 <152,5	0,0394 <-58,6	0,449 <149,9	11,39	1,93	Sí
19	18,49 <-33,4	0,294 <73,8	0,0313 <-157,9	0,315 <69,3	10,05	1,80	Sí
23	14,71 <157,6	0,195 <-92,5	0,0249 <14,8	0,204 <-99,2	8,18	1,61	Sí
25	14,40 <76,7	0,177 <-171,4	0,0244 <-84,5	0,177 <-179,3	7,26	1,38	Sí

En la Tabla 5.13, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto para la barra 15. Para los contenidos de las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

Tabla 5.13. Resultados del criterio propuesto para la barra 15 de la red industrial

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13063 <-0,2	35,4 <-18,3	-	-	-	-	-
5	66,00 <111,6	0,175 <102,1	0,179 <75,3	0,0822 <-178,9	0,460	0,464	-
7	59,69 <45,9	0,156 <37,3	0,162 <-8,6	0,124 <106,6	0,77	0,78	-
11	44,33 <-89,5	0,115 <-96,4	0,120 <-162,2	0,128 <-37,3	1,06	1,09	-
13	36,28 <-159,8	0,0938 <-166,0	0,0983 <-250,7	0,129 <-116,9	1,32	1,35	-
17	22,31 <50,4	0,0517 <42,4	0,0604 <-58,6	0,0867 <85,6	1,43	1,54	-
19	17,73 <-31,0	0,0415 <-38,1	0,0480 <-158,2	0,0776 <-5,7	1,62	1,73	-
23	14,10 <159,4	0,0306 <151,7	0,0382 <14,1	0,0642 <175,3	1,68	1,87	-
25	13,81 <78,1	0,0304 <71,2	0,0374 <-85,4	0,0664 <84,1	1,78	1,96	-

5.5. Alcance comparativo de los resultados

En la Tabla 5.14, se presentan de manera comparativa las características principales de los cuatro casos evaluados, con lo que se demuestra el amplio alcance del estudio realizado.

Tabla 5.14. Comparación de las características principales de los casos evaluados

<i>Caso</i>	<i>Medido</i>	<i>Simulado</i>	<i>Punto de acoplam. común</i>	<i>Estado armónico</i>	<i>Mono-fásico</i>	<i>Tri-fásico</i>	<i>Órdenes armónicos</i>	<i>Secuencias</i>
1	✓	-	✓	-	-	✓	Preponderantes	Preponderantes
2	✓	-	✓	-	✓	-	Preponderantes	N. a.
3	-	✓	-	✓	-	✓	Típicos	Sistema equilibrado
4	-	✓	-	✓	-	✓	Típicos	Sistema equilibrado

<i>Caso</i>	<i>Radial</i>	<i>Anillo</i>	<i>Sin generac. distrib.</i>	<i>Con generac. distrib.</i>	<i>Una fuente armónica</i>	<i>Múltiples fuentes armónicas</i>	<i>Carga no lineal</i>	<i>Generador no lineal</i>
1	N. a.		N. a.		N. a.		✓	
2	N. a.		N. a.		N. a.			✓
3	✓	-	-	✓	✓	-	✓	-
4	-	✓	✓	-	-	✓	✓	-

N. a.: no aplicable

Con esta comparación, queda claro que el Caso 1 y el Caso 2 se basaron en mediciones, mientras que el Caso 3 y el Caso 4 se apoyaron en resultados de simulaciones. (A pesar de eso, el Caso 4 representa las características de una red de distribución real, mientras que el Caso 3 se basa en los datos de un sistema ficticio, consensados en la literatura). Queda de manifiesto también que el Caso 1 y el Caso 2 surgen de análisis realizados en sendos puntos de acoplamiento común, mientras que el Caso 3 y el Caso 4 se basan en sistemas completos donde se requirió la determinación del estado armónico a base de simulaciones.

El Caso 2 es el único monofásico, mientras que los otros tres casos son trifásicos. Los órdenes armónicos evaluados se adoptaron como los preponderantes en las mediciones del Caso 1 y del Caso 2, y se restringieron a los típicos (tabulados en la literatura) en el Caso 3 y el Caso 4. Como era de esperarse, los órdenes armónicos preponderantes en las mediciones del Caso 1 concuerdan con los típicos analizados en el Caso 3 y el Caso 4, ya que todos se refieren al mismo tipo de carga no lineal.

Por la distinción entre el caso monofásico y los trifásicos, el Caso 2 está exento del análisis de secuencias en función de los órdenes armónicos. En el Caso 1, se evaluaron las magnitudes correspondientes a la secuencia preponderante para cada orden armónico, mientras que, en el Caso 3 y el Caso 4, se consideraron ambos sistemas como equilibrados, por lo cual no se requirió un análisis de secuencias. Solo cabe destacar que, por el formato de red de distribución sin neutro, se evaluaron solamente órdenes armónicos no triples correspondientes a la secuencia positiva y negativa. Como simplificación asociada, se consideraron idénticas las impedancias de secuencia positiva y las de secuencia negativa.

El Caso 3 es una red radial que incluye generación distribuida y que cuenta con una única fuente de contaminación armónica, mientras que el Caso 4 es una red con un anillo preponderante, sin la inclusión de medios de generación distribuida, y con múltiples fuentes de contaminación armónica. En el Caso 2, se analiza un medio de generación distribuida que constituye una fuente de contaminación armónica mientras que, en todos los demás, se evalúan cargas no lineales que constituyen tales fuentes.

5.6. Discusión sobre los resultados

Tanto en el Caso 1 como en el Caso 2, elaborados sobre la base de mediciones tomadas en un punto de acoplamiento común, se corrobora que el criterio propuesto identifica mayoritariamente la responsabilidad del dispositivo en cuestión como fuente de contaminación armónica. En ambas situaciones, las mediciones se implementaron sobre elementos ampliamente reconocidos como contaminantes, con lo cual se obtuvieron resultados de acuerdo a lo esperado.

Al expresar que la imputación de responsabilidad por contaminación armónica es mayoritaria, se manifiesta que se obtiene el mismo resultado para la mayoría de las frecuencias armónicas, pero no de manera homogénea para todas ellas. Esto resulta

esperable en la medida en que el Caso 1 y el Caso 2 involucran la medición de tensiones de alimentación reales, que incluyen su propia distorsión armónica con el presunto aporte de otras fuentes de contaminación armónica ubicadas a cierta proximidad eléctrica del punto de medición.

Resulta de interés destacar que el Caso 1 se refiere a un tipo de carga trifásica de uso ampliamente extendido en el ámbito industrial y de comportamiento típicamente contaminante debido a su topología. Mientras tanto, el Caso 2 involucra la interfaz de un medio monofásico clásico de generación distribuida con energías renovables, que incluye en su construcción elementos para la adecuación de sus parámetros de salida a la normativa aplicable de compatibilidad electromagnética (filtros de salida).

Las relaciones de amplitudes que se proponen en este trabajo para ponderar la magnitud de la responsabilidad por contaminación armónica resultaron notoriamente mayores en el Caso 1, del convertidor de frecuencia industrial, que en el inversor fotovoltaico del Caso 2. Esto concuerda con los detalles comparativos que se conoce sobre la topología interna de estos equipos y de la normativa que cumplen, además de que se puede corroborar gráficamente con las formas de onda de las corrientes que se ponen en juego.

En el Caso 2, se observa que, con el criterio propuesto, se imputa responsabilidad por contaminación armónica en mayor medida para el estado de carga menor. Esto concuerda con el comportamiento general de este tipo de equipos, en los que las magnitudes absolutas de contaminación armónica varían muy poco en relación con el porcentaje de estado de carga. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, en este trabajo, no se han contemplado límites inferiores de corrientes nominales como requisito para la aplicación de estos criterios, como se hace en la normativa vigente. Esta consideración adicional, que se reserva para trabajos futuros, implicaría que ni siquiera se evalúe la potencial culpabilidad de tales dispositivos cuando su corriente nominal no alcance determinados valores mínimos.

En el Caso 3 y el Caso 4, elaborados sobre la base de simulaciones del estado armónico de dos modelos de redes de distribución, se corrobora que el criterio propuesto identifica la responsabilidad de una carga contaminante en la barra donde se encuentra conectada, mientras que exime de responsabilidad a una carga lineal conectada en otra barra. Si bien ambos modelos tienen muchas características en

común, el Caso 4 versa sobre un sistema donde se verifican exclusivamente los nodos en media tensión, a diferencia del Caso 3 donde se involucran los nodos en baja tensión.

CAPÍTULO 6.

CONCLUSIONES

En el presente capítulo, se detallan los aportes realizados en cada uno de los capítulos del presente trabajo de tesis. A continuación, se resumen los resultados obtenidos y su alcance. Finalmente, se enumeran las conclusiones obtenidas y se plantea el rumbo que debería adoptar el trabajo futuro.

6.1. Detalle de aportes por capítulo

Se describen a continuación los aportes realizados en cada uno de los capítulos del presente trabajo:

- Capítulo 1: Se realizó una introducción general al problema de la contaminación armónica en las redes eléctricas, detallando los parámetros principales que se cuantifican y las causas y consecuencias más frecuentes. Se especificaron los objetivos del trabajo y se detalló el estado de la técnica, con una marcada orientación hacia las redes de distribución.
- Capítulo 2: Se presentaron diversos criterios aplicados en la normativa o propuestos en la literatura para imputar responsabilidades sobre contaminación armónica en redes eléctricas. En cada caso, se detallaron las características, ventajas y limitaciones principales. Se presenta en más detalle un método propuesto en la literatura, basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.
- Capítulo 3: Se presentaron variantes para la estimación de estado armónico en redes eléctricas, destacando las limitaciones de las técnicas no lineales como las que se usan a frecuencia fundamental y las condiciones para aplicar técnicas lineales, que resultan más ventajosas en este aspecto.
- Capítulo 4: Se concretó la propuesta central de esta tesis, que consiste en combinar una técnica de estimación de estado lineal con un criterio de imputación de responsabilidades por contaminación armónica basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.
- Capítulo 5: Se presentaron los resultados de aplicar el criterio propuesto a valores obtenidos de mediciones y a otros obtenidos de simulaciones. En los

cuatro casos de ejemplo analizados, se cubrieron numerosas variantes en cuanto a formatos y características de redes de distribución y de dispositivos contaminantes.

- Capítulo 6: En el presente capítulo, se resumen los resultados de este trabajo y se enumeran las conclusiones obtenidas, delineando su alcance. Además, se sugiere el rumbo de futuras investigaciones que se basen en este trabajo.

6.2. Conclusiones y alcance del trabajo

Los resultados del presente trabajo permiten inferir las siguientes conclusiones:

1. Resulta favorable la combinación de una técnica lineal de estimación de estado armónico, basada en mediciones fasoriales sincronizadas, con un criterio de imputación de responsabilidades basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.
2. El criterio propuesto para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica, basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes, arroja resultados ecuánimes y replicables. El agregado de un criterio gráfico adicional implica un avance conceptual importante sobre la formulación de dicho criterio.

Debe tenerse en cuenta que este trabajo se implementó sobre algunos modelos equilibrados de redes de distribución. Si bien los resultados pueden considerarse representativos para la problemática que se pretende resolver, podría extenderse y validarse adicionalmente su alcance realizando simulaciones en una diversidad de otras situaciones, incluso en condiciones de desequilibrio entre fases. De todos modos, al menos en los niveles de desequilibrio habituales de la industria que se suelen reportar en la literatura, este tipo de trabajos suelen consistir en la evaluación de las secuencias preponderantes.

Con los resultados obtenidos en este trabajo, se demuestra la factibilidad y conveniencia de implementar el esquema propuesto para imputar responsabilidades por contaminación armónica, con un criterio desarrollado *ad hoc*, aplicado sobre los valores que describen el estado armónico de una red.

La mayor ventaja del método propuesto radica en la aplicación de un criterio de tipo fasorial que, si bien incluye ciertas definiciones convencionales, resulta replicable en la imputación de responsabilidades por contaminación armónica. También se acompaña de una serie de representaciones gráficas propuestas que potencian la claridad en la visualización de la aplicación de este criterio. Especialmente, se destaca el potencial del método propuesto para mostrar simultáneamente el panorama completo de todas las barras seleccionadas de una red eléctrica en lo que respecta a responsabilidades por contaminación armónica.

La clara desventaja del método propuesto es el grado relativo de complejidad del instrumental requerido para las mediciones fasoriales que alimenten el proceso de estimación de estado. La inversión monetaria para la implementación de esta instrumentación podría resultar de cierta magnitud en función de las magnitudes de demanda y de energía presentes en la red eléctrica a la que se aplique. Es de esperar que, con el veloz advenimiento de las redes inteligentes en las redes de distribución, la instrumentación en cuestión resulte gradualmente más accesible. Además, se cuenta con la alternativa de realizar una transición con la combinación de mediciones tradicionales con mediciones fasoriales.

6.3. Trabajo futuro

En función de las restricciones enumeradas para el presente trabajo en lo que respecta a su alcance, se propone extender la investigación a las siguientes variantes de modelos de redes eléctricas:

1. Redes de distribución en baja tensión: Para Argentina, esto implicaría por lo general redes de 380 V de tensión de línea y 50 Hz de frecuencia. Por lo expresado anteriormente, debería enfocarse dicho análisis a redes con una importante densidad de consumo, como ciertos esquemas de consumidores de carácter comercial.
2. Redes de distribución no equilibradas: Esta variante implicaría que se evalúen con más atención las componentes de secuencia a la frecuencia fundamental y a cada una de las frecuencias armónicas de interés.
3. Redes de distribución con magnitudes relativas diferentes: Esto implica relaciones diferentes entre la potencia de cortocircuito disponible y la

potencia total efectivamente demandada; redes de distribución con cargas de diferentes relaciones entre sus potencias unitarias; redes de distribución con cargas y generadores de diferentes tipos, combinando máquinas eléctricas tradicionales con dispositivos electrónicos; redes de distribución con cargas dispuestas con una diferente dispersión geográfica; etc.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. G. Montoya, A. García-Cruz, M. G. Montoya y F. Manzano-Agugliaro, «Power quality techniques research worldwide: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, n° C, pp. 846-856, 2016.
- [2] J. Meyer, P. Ribeiro, G. Paulillo, F. Zavoda, J. M. Romero Gordon y J. V. Milanović, «Efficient implementation of Power Quality monitoring campaigns. Position paper of Joint WG CIGRE/CIRED C4.112,» de *Proc. CIDEL 2010*, Buenos Aires (Argentina), 2014.
- [3] J. C. Gómez Targarona, *Calidad de potencia para usuarios y empresas eléctricas*, Buenos Aires (Argentina): Edigar, 2005.
- [4] T. Gönen, *Electric power distribution engineering*. 3rd edition, 3 ed., Boca Ratón, FL, USA: CRC press, 2016.
- [5] H. T. Nguyen, J. J. Yang y S. S. Choi, «On harmonic state estimation and the evaluation of harmonic power contributions from sources,» de *Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, 2010.
- [6] M. S. Vafakhah y M. Ghayeni, «Investigate the contribution of Wind Parks in network harmonic losses Using Particle swarm optimization,» de *Proc. 2014 14th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Krakow (Poland), 2014.
- [7] A. Tomasović, M. Lasić y B. Filipović-Grčić, «Measurement and calculation of harmonics in distribution power system with connected small co-generation facility Etan,» de *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09)*, Valencia (Spain), 2009.
- [8] D. M. Ferreyra, *Implementación de técnicas de estimación de estado armónico en sistemas eléctricos de distribución*, Río Cuarto (Argentina): tesis de Maestría en Ciencias de la Ingeniería, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), 2014.
- [9] K. Srinivasan y R. Jutras, «Conforming and Non-Conforming Current for Attributing Steady State Power Quality Problems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, n° 1, pp. pp. 212-217, 1998.
- [10] K. Srinivasan, «Attributing Harmonics in Private Power Production,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, n° 5, pp. pp. 887-892, 1998.
- [11] D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu y J. Cole, «Dawn of the Grid Synchronization: Benefits, Practical Applications and Deployment Strategies for Wide Area Monitoring, Protection, and Control,» IEEE Power & Energy Society, Piscataway, NJ, USA, 2008.
- [12] Z. Huang, B. Kasztenny, V. Madani, K. Martin, S. Meliopoulos, D. Novosel y J. Stenbakken, «Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems,» de *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA, 2008.
- [13] IEEE Industry Applications Society, *ANSI/IEEE Std 519-1981. IEEE Guide for Harmonic Control and Reactive Compensation of Static Power Converters*, New York, NY (USA): The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1981.

- [14] IEEE Industry Applications Society/Power Engineering Society, *IEEE Std. 519-1992. IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, New York, NY (USA): Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1992.
- [15] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Standard 519-2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, New York, NY (USA): The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2014.
- [16] J. Arrillaga, D. A. Bradley y P. S. Bodger, *Power system harmonics*, Chichester (England): John Wiley & Sons Ltd., 1985.
- [17] B. M. Hughes, J. S. Chan y D. O. Koval, «Distribution Customer Power Quality Experience,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, n° 6, pp. 1204-1211, 1993.
- [18] IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment, «Effects of Harmonics on Equipment,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, n° 2, pp. 672-680, 1993.
- [19] G. W. Massey, «Estimation Methods for Power System Harmonic Effects on Power Distribution Transformers,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, n° 2, pp. 485-489, 1994.
- [20] D. D. Sabin, D. L. Brooks y A. Sundaram, «Indices for Assessing Harmonic Distortion from Power Quality Measurements: Definitions and Benchmark Data,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, n° 2, pp. 489-496, 1999.
- [21] G. J. Wakileh, *Power Systems Harmonics. Fundamentals, Analysis and Filter Design*, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2001.
- [22] S. Fassbinder, «Power Quality Application Guide. Harmonics Passive. Filters (3.3.1),» Leonardo Energy, Brussels (Belgium), 2003.
- [23] A. Baggini, «Power Quality Tutorial (Leonardo Energy Power Quality Briefing Paper),» Leonardo Energy, Brussels (Belgium), 2007.
- [24] E. A. Mertens Jr., L. F. S. Dias, F. A. Fernandes, B. D. Bonatto, J. P. G. Abreu y H. Arango, «Evaluation and Trends of Power Quality Indices in a Distribution System,» de *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona (Spain), 2007.
- [25] J. F. G. Cobben, S. Bhattacharyya, J. M. A. Myrzik y W. L. Kling, «Integrated Approach for Power Quality Requirements at the Point of Connection,» de *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona (Spain), 2007.
- [26] F. Wang, J. L. Duarte y M. A. M. Hendrix, «Analysis of Harmonic Interactions Between DG Inverters and Polluted Grids,» de *IEEE EnergyCon 2010: 2010 IEEE International Energy Conference*, Manama (Bahrain), 2010.
- [27] P. Mohammadi, H. El-Kishyky, M. Abdel-Akher y M. Abdel-Salam, «The Impacts of Distributed Generation on Fault Detection and Voltage Profile in Power Distribution Networks,» de *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Santa Fe, NM (USA), 2014.
- [28] G. T. Heydt, «Identification of Harmonic Sources by a State Estimation Technique,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n° 1, pp. 569-576, 1989.

- [29] H. M. Beides y G. T. Heydt, «Dynamic State Estimation of Power System Harmonics Using Kalman Filter Methodology,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, n° 4, pp. 1663-1670, 1991.
- [30] A. P. S. Meliopoulos, F. Zhang y S. Zelingher, «Power System Harmonic State Estimation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, n° 3, pp. 1701-1709, 1994.
- [31] V. L. Pham, K. P. Wong, N. Watson y J. Arrillaga, «A method of utilising non-source measurements for harmonic state estimation,» *Electric Power Systems Research*, vol. 56, n° 3, pp. 231-241, 2000.
- [32] K. K. C. Yu, N. Watson y J. Arrillaga, «An Adaptive Kalman Filter for Dynamic Harmonic State Estimation and Harmonic Injection Tracking,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n° 2, pp. 1577-1584, 2005.
- [33] C. Madtharad, S. Premrudeepreechacharn, N. R. Watson y R. Saeng-Udom, «An Optimal Measurement Placement Method for Power System Harmonic State Estimation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n° 2, pp. 1514-1521, 2005.
- [34] A. Kumar, B. Das y J. Sharma, «Robust dynamic state estimation of power system harmonics,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, n° 1, p. 65-74, 2006.
- [35] J. A. De la O Serna y J. Rodríguez Maldonado, «Estimación fasorial instantánea en armónicas oscilantes usando el filtro Taylor-Kalman-Fourier,» *Ingenierías (Revista de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León)*, vol. XV, n° 55, pp. 44-57, 2012.
- [36] H. Liao, «Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 1, pp. 15-23, 2007.
- [37] N. Zhou, L. Lin y J. Zhu, «An Approach to Harmonic State Estimation of Power System,» *Journal of Electromagnetic Analysis & Applications*, vol. 3, n° 1, pp. 192-194, 2009.
- [38] G. D'Antona, C. Muscas y S. Sulis, «Localization of Nonlinear Loads in Electric Systems Through Harmonic Source Estimation,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 60, n° 10, pp. 3423-3430, 2011.
- [39] D. Ould Abdeslam, P. Wira, D. Flieller y J. Mercklé, «Power harmonic identification and compensation with an artificial neural network method,» de *International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2006)*, Montreal (Canada), 2006.
- [40] A. Ketabi y S. A. Hosseini, «A New Method for Optimal Harmonic Meter Placement,» *American Journal of Applied Sciences*, vol. 5, n° 11, pp. 1499-1505, 2008.
- [41] C. F. M. Almeida y N. Kagan, «Harmonic state estimation through optimal power quality monitoring,» de *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt (Germany), 2011.
- [42] A. G. Phadke, «Synchronized phasor measurements in power systems,» *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 1993, n° 4, pp. 10-15, 1993.
- [43] R. Zivanovic y C. Cairns, «Implementation of PMU technology in state estimation: an overview,» de *IEEE 4th AFRICON 1996*, Stellenbosch (South Africa), 1996.

- [44] A. G. Phadke, «Synchronized phasor measurements. A historical overview,» de *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*, Yokohama (Japan), 2002.
- [45] R. F. Nuqui y A. G. Phadke, «Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements,» de *Proceedings of the 2007 IEEE Lausanne Power Tech*, Lausanne (Switzerland), 2007.
- [46] M. Adamiak, W. Premierlani y B. Kasztenny, «Synchrophasors: Definition, Measurement, and Application,» Schweitzer Engineering Laboratories, Pullman, WA (USA), 2007.
- [47] A. G. Phadke, H. Volskis, R. Menezes de Moraes, T. Bi, R. N. Nayak, Y. K. Sehgal, S. Sen, W. Sattinger, E. Martínez, O. Samuelsson, D. Novosel, V. Madani y Y. A. Kulikov, «The Wide World of Wide-Area Measurement: A Look at Wide-Area Measurement System Initiatives from Around the World,» IEEE Power & Energy Society, Piscataway, NJ, USA, 2008.
- [48] K. E. Martin, D. Hamai, M. G. Adamiak, S. Anderson, M. Begovic, G. Benmouyal, G. Brunello, J. Burger, J. Y. Cai, B. Dickerson, V. Gharpure, B. Kennedy, D. Karlsson, A. G. Phadke, J. Salj, V. Skendzic, J. Sperr, Y. Song, C. Huntley, B. Kasztenny y E. Price, «Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n° 4, pp. 1805-1811, 2008.
- [49] I. D. de Melo, J. L. Rezende Pereira, A. M. Variz y B. C. Oliveira, «A PMU-based Distribution System Harmonic State Estimation using Parallel Processing,» de *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte (Brazil), 2016.
- [50] I. D. de Melo, J. L. Rezende Pereira, A. M. Variz y P. A. Garcia, «Harmonic state estimation for distribution networks using phasor measurement units,» *Electric Power Systems Research*, vol. 147, n° 1, p. 133–144, 2017.
- [51] P. J. Talacek y N. R. Watson, «Marginal Pricing of Harmonic Injections,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n° 1, pp. 50-56, 2002.
- [52] E. J. Davis, A. E. Emanuel y D. J. Pileggi, «Evaluation of Single-Point Measurements Method for Harmonic Pollution Cost Allocation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, n° 1, pp. 14-18, 2000.
- [53] C. A. Reineri, M. Florit y D. Adorni, «Un aporte para la determinación de responsabilidades en la contribución a la distorsión armónica en el punto de acoplamiento común,» de *Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL) 2002*, Buenos Aires (Argentina), 2002.
- [54] W. Xu, X. Liu y Y. Liu, «An Investigation on the Validity of Power-Direction Method for Harmonic Source Determination,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, n° 1, pp. 214-219, 2003.
- [55] Y. Zhaoa, J. Li y D. Xia, «Harmonic source identification and current separation in distribution systems,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, n° 1, pp. 1-7, 2004.
- [56] C. Chen, X. Liu, D. Koval, W. Xu y T. Tayjasant, «Critical Impedance Method. A New Detecting Harmonic Sources Method in Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, n° 1, pp. 288-297, 2004.
- [57] A. Kumar, B. Das y J. Sharma, «Determination of location of multiple harmonic sources in a power system,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, n° 1,

- pp. 73-78, 2004.
- [58] M. Teng Au y J. V. Milanovic, «Establishing Harmonic Distortion Level of Distribution Network Based on Stochastic Aggregate Harmonic Load Models,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, n° 2, pp. 1086-1092, 2007.
- [59] N. Locci, C. Muscas y S. Sulis, «Detrimental Effects of Capacitors in Distribution Networks in the Presence of Harmonic Pollution,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, n° 1, pp. 311-315, 2007.
- [60] A. Maitra, S. M. Halpin y C. A. Litton, «Applications of Harmonic Limits at Wholesale Points of Delivery,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, n° 1, pp. 263-269, 2007.
- [61] T. Pfajfar, B. Blazic y I. Papic, «Harmonic Contributions Evaluation with the Harmonic Current Vector Method,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n° 1, pp. 425-433, 2008.
- [62] G. Zhang y W. Xu, «Estimating harmonic distortion levels for systems with random-varying distributed harmonic-producing loads,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 2, n° 6, pp. 847-855, 2008.
- [63] M. Joorabian, S. S. Mortazavi y A. A. Khayyami, «Harmonic estimation in a power system using a novel hybrid Least Squares-Adaline algorithm,» *Electric Power Systems Research*, vol. 79, n° 1, pp. 107-116, 2009.
- [64] E. Gursoy y D. Niebur, «Harmonic Load Identification Using Complex Independent Component Analysis,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, n° 1, pp. 285-292, 2009.
- [65] W. A. Omran, H. S. K. El-Goharey, M. Kazerani y M. M. A. Salama, «Identification and Measurement of Harmonic Pollution for Radial and Nonradial Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, n° 3, pp. 1642-1650, 2009.
- [66] T. Zang, Z. He, L. Fu, Y. Wang y Q. Qian, «Adaptive method for harmonic contribution assessment based on hierarchical K-means clustering and Bayesian partial least squares regression,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, n° 13, pp. 3220-3227, 2016.
- [67] M. Bazina y T. Tomiša, «Comparison of various methods for determining direction of harmonic distortion by measuring in point of common coupling,» de *Proc. ENERGYCON 2014*, Dubrovnik (Croatia), 2014.
- [68] Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, *Base Metodológica para el control de la emisión de perturbaciones. Producto técnico. Etapa 2, Resolución ENRE nro. 99/1997*, Buenos Aires (Argentina): ENRE, 1997.
- [69] D. P. Manjure y E. B. Makram, «Drawbacks of linearization in harmonic analysis and modeling,» de *Proc. Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Orlando, FL, USA, 2000.
- [70] H. Hua, X. Jia, D. Cao y C. Zhao, «Practical method to determine the harmonic contribution of a specific harmonic load,» de *Proc. 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Hong Kong, 2012.
- [71] A. R. Abdullah, G. Z. Peng, S. A. Ghani y M. H. Jopri, «A New Vector Draft Method for Harmonic Source Detection at Point of Common Coupling,» de *Proc. 2014 IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, Langkawi, Malaysia, 2014.

- [72] A. Testa, D. Castaldo y R. Langella, «Probabilistic Aspects of Harmonic Impedances,» de *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, New York, NY, USA, 2002.
- [73] F. Jurado, N. Acero y B. Ogayar, «Application of signal processing tools for power quality analysis,» de *Proc. 2002 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Winnipeg (Manitoba), Canada, 2002.
- [74] K. R. Krishnanand, J. Moirangthem, S. Bhandari y S. K. Panda, «Harmonic load modeling for smart microgrids,» de *Proc. 2015 IEEE International Conference on Building Efficiency and Sustainable Technologies*, Singapore, 2015.
- [75] D. M. Ferreyra y A. D. Gudiño, «Calidad de energía: Medición de armónicas de tensión en una instalación urbana,» Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), Buenos Aires (Argentina), 2012.
- [76] Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, *Base metodológica para el control de la calidad del producto técnico, Resolución ENRE nro. 184/2000*, Buenos Aires (Argentina): ENRE, 2000.
- [77] C. S. Li, Z. X. Bai, X. Y. Xiao, Y. M. Liu y Y. Zhang, «Research of harmonic distortion power for harmonic source detection,» de *Proc. 2016 17th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte (Minas Gerais), Brazil, 2016.
- [78] IEEE Power Engineering Society. Transmission & Distribution Committee. Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, «Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, n° 2, pp. 579-587, 1999.
- [79] H. L. Monteiro, M. M. de Oliveira, R. R. Aleixo, C. A. Duque y P. F. Ribeiro, «A real time implementation of an harmonic impedance estimator,» de *Proc. 2016 17th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte (Minas Gerais), Brazil, 2016.
- [80] A. Chandra, B. Mbang, K. Srinivasan, B. N. Singh y P. Rastgoufard, «A Method of Implementation of Separating Customer and Supply Side Harmonic Contributions Using an Active Filter,» de *Proc. 2003 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Montreal (Quebec), Canada, 2003.
- [81] K. Srinivasan, «On separating customer and supply side harmonic contributions,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, n° 2, pp. 1003-1012, 1996.
- [82] D. M. Ferreyra y A. D. Gudiño, «Aportes para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas,» de *VII Jornadas de Ciencia y Tecnología CyTAL 2016: libro de actas*, Villa María (Córdoba), Argentina, 2016.
- [83] B. C. Kuo, *Automatic control systems (7th ed.)*, Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, Inc., 1995.
- [84] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power generation, operation and control*, 2nd. ed., New York: John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [85] J. J. Grainger y J. W. D. Stevenson, *Power system analysis*, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [86] A. Abur y A. Gómez Expósito, *Power System State Estimation. Theory and Implementation*, New York: Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [87] D. M. Ferreyra, «Linear State Estimation Using a Weighted Least-Squares Method,» 26 02 2013. [En línea]. Available:

- <http://demonstrations.wolfram.com/LinearStateEstimationUsingAWeightedLeastSquaresMethod/>. [Último acceso: 31 01 2018].
- [88] M. Candelino, M. Scheinkman y A. Del Rosso, «Beneficios y posibles aplicaciones de sincrofasores en el Sistema Argentino de Interconexión,» de *Actas del Segundo Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (II CITTIE)*, Buenos Aires (Argentina), 2017.
- [89] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «Application Note AN2006-11: Estimating Power System Frequency With Synchronized Measurement,» SEL, Pullman, WA, USA, 2006.
- [90] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «Application Note AN2006-10: Advantages of Synchrophasor Measurements Over SCADA Measurements for Power System State Estimation,» SEL, Pullman, WA, USA, 2007.
- [91] Arbiter Systems, Inc., «Direction of harmonics and flicker,» Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA (USA), 2001.
- [92] Arbiter Systems, Inc., «Absolute phase,» Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA (USA), 2001.
- [93] B. Dickerson, «Applications of synchronised power quality measurements,» Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA (USA), 2001.
- [94] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «SEL-2401 Satellite-Synchronized Clock Guideform Specification,» SEL, Pullman, WA, USA, 2014.
- [95] North American Synchronized Phasor Initiative (NASPI), «NASPI Training Package. Module 1. Phasor Technology Overview,» North American Synchronized Phasor Initiative (NASPI), Columbus, OH (USA), 2008.
- [96] C. A. Luna Taltique, *Transferencia y sincronización automática de generadores de emergencia en instalaciones industriales. Trabajo de graduación*, Guatemala (Guatemala): Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería, 2006.
- [97] A. P. Sakis Meliopoulos, F. Zhang y S. Zelingher, «Power System Harmonic State Estimation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, nº 3, pp. 1701-1709, 1994.
- [98] E. W. Weisstein, «Hermitian Matrix,» MathWorld, A Wolfram Web Resource, [En línea]. Available: <http://mathworld.wolfram.com/HermitianMatrix.html>. [Último acceso: 16 10 2017].
- [99] D. Moitre y F. Magnago, *Métodos computacionales aplicados a sistemas eléctricos de potencia*, Río Cuarto (Argentina): Editorial de la Fundación de la Universidad Nacional de Río Cuarto, 2003.
- [100] S. K. Jain, P. Jain y S. N. Singh, «A Fast Harmonic Phasor Measurement Method for Smart Grid Applications,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, nº 1, pp. 493-502, 2017.
- [101] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento y C. A. Reineri, «Erroneous Data Detection in the Harmonic State Estimation of a Radial Distribution System with Distributed Generation,» de *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, Montevideo (Uruguay), 2012.
- [102] M. J. Álvarez, F. S. Sellschopp S. y R. Vargas Salas, «Las unidades de medición fasorial como parte esencial de las smart grids en SEP,» de *Actas del II Congreso Nacional de Electromecánica y Electrónica CONAEE 2013*, Lerdo, México,

2013.

- [103] M. Pau, P. A. Pegoraro y S. Sulis, «Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, n° 9, pp. 2419-2429, 2013.
- [104] D. M. Ferreyra, «Phasor Representation and Time-Domain Plot of Distorted Waveforms,» 21 05 2012. [En línea]. Available: <http://www.demonstrations.wolfram.com/PhasorRepresentationAndTimeDomainPlotOfDistortedWaveforms/>. [Último acceso: 31 01 2018].
- [105] M. T. Heath, *Scientific Computing: An Introductory Survey*. 2nd. edition, New York (USA): The McGraw-Hill Companies, Inc., 2002.
- [106] A. V. Oppenheim y R. W. Schaffer, *Discrete-Time Signal Processing*, 3rd. edition, Harlow (Essex, England): Pearson Education Ltd., 2014.
- [107] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento y C. A. Reineri, «Estimación de estado armónico en un sistema de distribución radial con generación distribuida,» de *IEEE Argencon 2012*, Córdoba (Argentina), 2012.
- [108] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento y C. A. Reineri, «Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation,» *IEEE Latin American Transactions*, vol. 11, n° 1, pp. 499-504, 2013.
- [109] D. M. Ferreyra, C. A. Reineri y A. C. Sarmiento, «Propuesta de estimación de estado armónico con mediciones sincronizadas en sistemas de distribución,» de *Congreso Internacional de Distribución Eléctrica CIDEL 2014*, Buenos Aires (Argentina), 2014.
- [110] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento, N. J. Rocchia y G. D. Szwarc, «Impacto de una instalación solar fotovoltaica piloto con conexión a red en el interior de Argentina,» de *Actas del Segundo Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (II CITTIE)*, Buenos Aires (Argentina), 2017.
- [111] D. M. Ferreyra, M. L. Bertossi, N. J. Rocchia y G. D. Szwarc, «Energía solar fotovoltaica con conexión a red en la zona central de Argentina,» de *Actas del 1.er Congreso Latinoamericano de Ingeniería (CLADI 2017)*, Paraná-Oro Verde (Entre Ríos), Argentina, 2017.
- [112] D. M. Ferreyra y C. A. Reineri, «Aportes para el mejoramiento de un modelo de referencia de un sistema de distribución con cargas no lineales,» de *III Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica del CIGRÉ*, Caracas (Venezuela), 2012.
- [113] D. M. Ferreyra, «Funcionamiento de una máquina asincrónica en vacío instalada en la vecindad de un rectificador trifásico,» Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), Buenos Aires (Argentina), 2012.
- [114] Instituto Argentino de Normalización y Certificación. SubComité Transformadores de Potencia, *Transformadores de distribución. Características y accesorios normalizados*, Buenos Aires (Argentina): IRAM, 2005.
- [115] Waide Strategic Efficiency Limited/N14 Energy Limited, «PROPHET II: The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers,» European Copper Institute, Brussels (Belgium), 2014.
- [116] Parque Industrial San Francisco, «Parque Industrial San Francisco,» Grupo Creartel, 01 01 2014. [En línea]. Available: <http://www.parqueindustrialsanfrancisco.com/eventos>. [Último acceso: 01 02 2018].

[117] ETAP. Electrical Power System Analysis & Operation Software, «Educational Partners | ETAP,» Operation Technology, Inc., 01 10 2017. [En línea]. Available: <https://etap.com/partner-overview/education-partners>. [Último acceso: 01 02 2018].

**ANEXO: OTRAS PRODUCCIONES DEL AUTOR
RELACIONADAS CON ESTE TRABAJO**

Tesis de posgrado

- [E.1] Diego M. Ferreyra, “Implementación de técnicas de estimación de estado armónico en sistemas eléctricos de distribución”, tesis para la obtención del título de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, mención Ingeniería Eléctrica, por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), disponible en http://www.edutecne.utn.edu.ar/tesis/estimacion_estado_armonico.pdf, septiembre de 2014

Libro

- [E.2] Diego M. Ferreyra, “Estimación de estado armónico en sistemas eléctricos de distribución”, Editorial Académica Española (OmniScriptum GmbH & Co. KG), Saarbrücken (Alemania), 2016, ISBN 978-3-639-82471-1

Publicaciones en revistas

- [E.3] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation”, *IEEE Latin American Transactions*, ISSN 1548-0992, Vol 11, Issue 1, pp. 499-504, Feb. 2013
- [E.4] Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, “Phasor Formulation Proposal for a Harmonic Pollution Responsibility Allocation Criterion”, *IEEE Latin American Transactions*, ISSN 1548-0992, en proceso de evaluación, 2018

Presentaciones en congresos

- [E.5] Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, “Aportes para el Mejoramiento de un Modelo de Referencia de un Sistema de Distribución con Cargas no Lineales”, III Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica del CIGRÉ, Caracas (Venezuela), marzo de 2012
- [E.6] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Estimación de estado armónico en un sistema de distribución radial con generación distribuida”, IEEE ARGENCON 2012, Córdoba (Argentina), junio de 2012

- [E.7] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Erroneous Data Detection in the Harmonic State Estimation of a Radial Distribution System with Distributed Generation”, 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Montevideo (Uruguay), September 2012
- [E.8] Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, A. Carina Sarmiento, “Propuesta de estimación de estado armónico con mediciones sincronizadas en sistemas de distribución”, Congreso Internacional de Distribución Eléctrica 2014 (CIDEL 2014), Buenos Aires (Argentina), septiembre de 2014
- [E.9] Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, “Aportes para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas”, VII Jornadas de Ciencia y Tecnología (CyTAL 2016), Villa María (Argentina), octubre de 2016. Publicación en libro de actas (edUTecNe, ISBN 978-987-1896-61-5, Buenos Aires, 2016). Mención de honor 1.º puesto en trabajos de posgrado.
- [E.10] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Nicolás J. Rocchia, Gerardo D. Szwarz, “Impacto de una instalación solar fotovoltaica piloto con conexión a red en el interior de Argentina”, Actas del Segundo Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (II CITTIE), Buenos Aires (Argentina), ISSN 2591-3913, vol. 1, nro. 1, pp. 1-10, octubre de 2017
- [E.11] Diego M. Ferreyra, Marcelo L. Bertossi, Nicolás J. Rocchia, Gerardo D. Szwarz, “Energía solar fotovoltaica con conexión a red en la zona central de Argentina”, Actas del 1.º Congreso Latinoamericano de Ingeniería (CLADI 2017), Paraná-Oro Verde, Entre Ríos (Argentina), septiembre de 2017

Presentaciones en jornadas

- [E.12] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución”, Primeras Jornadas de Intercambio y Difusión de los Resultados de Investigaciones de los Doctorandos en Ingeniería, Secretaría de Ciencia, Tecnología y Posgrado de la UTN, Buenos Aires (Argentina), septiembre de 2010
- [E.13] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución”, IV Jornadas de Seguridad Eléctrica, Facultad Regional Mendoza de la UTN, Mendoza (Argentina), octubre de 2010

- [E.14] Alejandro D. Gudiño, Juan F. Russo, “Parametrización de la curva de magnetización de un transformador”, V Jornadas CyTAL 2012, Villa María (Argentina), agosto de 2012 (Diego M. Ferreyra: docente tutor de estudiantes de grado)
- [E.15] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución”, Segundas Jornadas de Intercambio y Difusión de los Resultados de Investigaciones de los Doctorandos en Ingeniería, Secretaría de Ciencia, Tecnología y Posgrado de la UTN, Córdoba (Argentina), agosto de 2012
- [E.16] Alejandro D. Gudiño, Mauricio A. Sada, “Estudio de la distorsión armónica de la tensión en una red eléctrica urbana”, VI Jornadas CyTAL 2014, Villa María (Argentina), octubre de 2014 (Diego M. Ferreyra: docente tutor de estudiantes de grado)
- [E.17] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución en media y baja tensión”, Terceras Jornadas de Intercambio y Difusión de los Resultados de Investigaciones de los Doctorandos en Ingeniería, Secretaría de Ciencia, Tecnología y Posgrado de la UTN, Mendoza (Argentina), noviembre de 2014
- [E.18] Gerardo D. Szwarc, Nicolás J. Rocchia, “Caracterización de parámetros de funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica en función del tiempo”, VII Jornadas CyTAL 2016, Villa María (Argentina), octubre de 2016 (Diego M. Ferreyra y A. Carina Sarmiento: docentes tutores de estudiantes de grado)

Otras publicaciones

- [E.19] Diego M. Ferreyra, “Funcionamiento de una máquina asincrónica en vacío instalada en la vecindad de un rectificador trifásico”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/maquina_asincronica.pdf, agosto de 2012
- [E.20] Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, “Calidad de energía: Medición de armónicas de tensión en una instalación urbana”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/medicion_armonicass_tension.pdf, octubre de 2012

- [E.21] Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, Mauricio A. Sada, “Calidad de energía: Medición de parpadeo (*flicker*) en una instalación urbana”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/calidad_energia_flicker.pdf, agosto de 2013
- [E.22] Diego M. Ferreyra, Omar D. Gallo, Mauricio A. Sada, “Visualización de armónicas de ranura en un generador sincrónico didáctico”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/armonicar_ranura.pdf, noviembre de 2013

Artículos web didácticos

- [E.23] Alejandro D. Gudiño, Juan F. Russo, Diego M. Ferreyra, “Magnetizing Current Waveform in an Ideal Saturable Inductor”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/MagnetizingCurrentWaveformInAnIdealSaturableInductor/>, October 2011
- [E.24] Hernán G. Asís, Fabián Dopazo, Paulo J. Gianoglio, Diego M. Ferreyra, “Digital Determination of Output Voltage Harmonics in a Single-Phase Voltage Controller”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/DigitalDeterminationOfOutputVoltageHarmonicsInASinglePhaseVo/>, December 2011
- [E.25] Diego M. Ferreyra, “Phasor Representation and Time-Domain Plot of Distorted Waveforms”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://www.demonstrations.wolfram.com/PhasorRepresentationAndTimeDomainPlotOfDistortedWaveforms/>, May 2012
- [E.26] Diego M. Ferreyra, “Single-Phase Rectifier Fed from an Inductive AC Source”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/SinglePhaseRectifierFedFromAnInductiveACSource/>, October 2012
- [E.27] Diego M. Ferreyra, “Linear State Estimation Using a Weighted Least-Squares Method”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://www.demonstrations.wolfram.com/LinearStateEstimationUsingAWeightedLeastSquaresMethod/>, February 2013
- [E.28] Diego M. Ferreyra, Raúl A. Beinotti, “Time Evolution of a Short Circuit Current”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/TimeEvolutionOfAShortCircuitCurrent/>, March 2013

[E.29] Diego M. Ferreyra, Omar D. Gallo, “Vector Composition of Rotating Magnetic Fields for 3-Phase Currents”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/VectorCompositionOfRotatingMagneticFieldsFor3PhaseCurrents>, September 2013

[E.30] Diego M. Ferreyra, “Torque Curves for a Three-Phase Induction Motor Operating a Fan”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/TorqueCurvesForAThreePhaseInductionMotorOperatingAFan>, October 2013

Dirección y codirección de proyectos de I+D homologados

[E.31] Director del Proyecto PID de UTN "Estudio del nivel de distorsión armónica de la tensión de suministro en una red urbana de distribución de energía eléctrica", Rectorado UTN, cód. ENUTNSF1827. Del 01/01/2013 al 31/12/2013.

[E.32] Codirector del Proyecto PID de UTN "Programa de Gestión de Bobinados (ProGeBo)", Rectorado UTN, cód. UTI1824. Del 01/01/2013 al 31/12/2014.

[E.33] Director del Proyecto PID de UTN “Evaluación de una metodología para la imputación de responsabilidades por la contaminación armónica en redes de baja tensión”, Rectorado UTN, cód. ENUTNSF0002234. Del 01/01/2014 al 31/12/2015

[E.34] Codirector del Proyecto PID de UTN "Programa de Gestión de Bobinados (ProGeBo) Parte II", Rectorado UTN, cód. ENUTISF0003554TC. Del 01/01/2015 al 31/12/2016.

[E.35] Director del Proyecto PID de UTN “Inyección de energía de paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica”, Rectorado UTN, cód. ENUTNSF0003648. Del 01/01/2015 al 31/12/2017

[E.36] Codirector del Proyecto PID interfacultades de UTN “Supervisión de parámetros operativos en instalaciones solares fotovoltaicas”, Rectorado UTN, cód. ENTUIME0004313TC. Del 01/04/2016 al 31/03/2018

[E.37] Director del Proyecto PID de UTN “Impacto sobre las redes eléctricas de la generación distribuida con energías alternativas”, Rectorado UTN, cód. ENUTNSF0004472. Del 01/01/2017 al 31/12/2018

Evaluación para revistas y congresos

- [E.38] Evaluador para la revista IET Generation, Transmission & Distribution, ISSN 1751-8687, ISSN en línea 1751-8695, de la IET (The Institution of Engineering & Technology, Inglaterra). Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2015: 1 artículo, 2 revisiones. Palabras clave: *harmonic balance method, harmonic distortion, harmonics, probability*
 - 2015-2016: 1 artículo, 3 revisiones. Palabras clave: *distribution networks, electrical engineering computing, passive filters, power system analysis computing, power system planning, power system harmonics, harmonic distortion, harmonics*
 - 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *distribution networks, harmonics, neural nets, power system harmonics*
 - 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *fuzzy logic, harmonics, power systems, harmonic distortion*
- [E.39] Evaluador para la revista IEEE Latin America Transactions, ISSN 1548-0992, de IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., Estados Unidos). Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2016-2018: 1 artículo, 3 revisiones. Palabras clave: *Internet of things (IoT), cognitive radio, radio frequency identification, wireless sensor networks, radio spectrum*
 - 2017-2018: 1 artículo, 2 revisiones. Palabras clave: *optimal deployment, transmission and distribution networks, electrification, heuristic method, minimum cost*
- [E.40] Evaluador para el congreso internacional 2016 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Morelia (México), September 2016. Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *distributed generation, power quality, voltage sags*
 - 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *genetic algorithms, power distribution, power system reliability, smart grid*
- [E.41] Evaluador para el congreso internacional IEEE URUCON 2017, Montevideo (Uruguay), October 2017. Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2017: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *optimization methods, power distribution, reactive power control*

COPIA DE PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS

En hojas aparte, se anexan copias de la siguiente selección de algunas de las publicaciones realizadas en congresos o revistas, todas pertinentes a la investigación correspondiente al presente trabajo de tesis:

1. Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Erroneous Data Detection in the Harmonic State Estimation of a Radial Distribution System with Distributed Generation”, de 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Montevideo (Uruguay), 2012 (DOI 10.1109/TDC-LA.2012.6319109)
2. Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation”, IEEE Latin America Transactions, vol. 11, nro. 1, pp. 499-504, 2013
3. Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, “Aportes para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas”, en “VII Jornadas de Ciencia y Tecnología, CyTAL 2016. Libro de actas”, ISBN 978-987-1896-61-5, pp. 33-38, Buenos Aires (Argentina), 2016
4. Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, “Phasor Formulation Proposal for a Harmonic Pollution Responsibility Allocation Criterion”, IEEE Latin America Transactions, en proceso de revisión, 2018

Erroneous Data Detection in the Harmonic State Estimation of a Radial Distribution System with Distributed Generation

Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, and Claudio A. Reineri

Abstract--The present article extends a previous work where a state estimation technique was applied to a power distribution system to determine the amplitudes and phase angles of the harmonic currents injected at its buses. The nodal harmonic voltage amplitudes and phase angles were presented as the state variables and the corresponding current parameters were then obtained indirectly through calculation from the resulting estimates. The model of a 50-Hz 13.2-kV 4-bus radial system was used, where the grid and a generator were connected at opposite ends of the system in a typical distributed generation configuration. In this article, said implementation is expanded with algorithms for the detection and identification of erroneous data (bad data) such as those which might be obtained from faulty or disconnected measuring instruments. Although traditional algorithms are implemented, this work is a contribution toward the validation of harmonic state estimation techniques applied to electric distribution systems.

Index Terms-- Harmonic distortion, State estimation, Power distribution, Power system harmonics.

INTRODUCTION

STATE estimation implies the use of a statistical criterion for the assignment of values to a set of unknown state variables in a system (vector \mathbf{x}), based on a set of measurements performed on said system (vector \mathbf{z}). The values thus assigned to the state variables are called state variable estimates.

In state estimation, variance-based measurement weight factors can be used as presented in [1], [2] and [3], and all the measurements, available in a redundant number, are used instead of using a set of measurements the same size as the state variables set. In the latter case, closed solutions could be calculated by means of traditional linear or non-linear equation

systems, but unstable or inaccurate results would be obtained.

In power systems, state estimation at the fundamental frequency is particularly useful for overall system control and unit commitment [1]. Harmonic state estimation has also been developed for power systems in order to detect the location and determine the magnitude of harmonic current sources [4], [5]. This is important for harmonic pollution cost allocation. Further work is currently being carried out to adapt harmonic state estimation to the features of power distribution systems, particularly those with distributed generation, where harmonic distortion is one of the major concerns, [6] and [7].

BACKGROUND ON STATE ESTIMATION

The m measurements performed on a given system can be described as follows:

$$z_j = z_j^{true} + \eta_j, \quad (1)$$

where:

z_j : value of the j -th measurement as received from the instrument-transducer assembly

z_j^{true} : true (unknown) value of the j -th quantity being measured

η_j : j -th random measuring error of zero mean, σ_j standard deviation and σ_j^2 variance

The general concept of the state estimation technique used in this article is based on the iterative application of the following expression as presented e.g. in [1]:

$$H^T W H \Delta \mathbf{x} = H^T W \Delta \mathbf{z}, \quad (2)$$

where:

H : Jacobian of the $h(\mathbf{x})$ vector comprising all the $h_j(\mathbf{x})$

$h_j(\mathbf{x})$: function used to calculate the j -th measurement from the values assigned to the variable states.

$W = R^{-1}$: $m \times m$ matrix of weight factors

R : $m \times m$ matrix of measurement covariances

m : number of measurements

$\mathbf{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T$: state vector

$\Delta \mathbf{x}$: incremental vector at a given iteration, such that $\mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{x}^{(k-1)} + \Delta \mathbf{x}^{(k)}$, being k the iteration number

n : number of state variables

This work is supported in part by a FONCyT IP-PRH 2007 postgraduate scholarship issued by Argentina's Ministry of Science, Technology and Productive Innovation together with Argentina's National Agency for the Promotion of Science and Technology.

D. M. Ferreyra is with the San Francisco Regional Faculty of the National Technological University, San Francisco (Córdoba), ARGENTINA (e-mail: dferreyra@frsfcu.utn.edu.ar).

C. A. Reineri is with the Engineering School of the Río Cuarto National University, Río Cuarto (Córdoba), ARGENTINA. (e-mail: creineri@ing.unrc.edu.ar).

A. C. Sarmiento is with the San Francisco Regional Faculty of the National Technological University, San Francisco (Córdoba), ARGENTINA (e-mail: csarmiento@frsfcu.utn.edu.ar).

$$\Delta \mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 - h_1(\mathbf{x}) \\ z_2 - h_2(\mathbf{x}) \\ \vdots \\ z_m - h_m(\mathbf{x}) \end{bmatrix} : \text{incremental vector}$$

With these definitions,

$$R = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \Rightarrow W = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \frac{1}{\sigma_m^2} \end{bmatrix} \quad (3)$$

However, this expression and its related definitions, part of what is known as the Normal Equations in state estimation [1], naturally involves computing difficulties related to the inversion of H^TWH , usually known as the gain matrix G . Said difficulties can be quantified by indicating that the condition number of said matrix G for the simple model implemented in this article is in the order of 10^{14} . Such high values are to be expected as explained in [9]. The alternative resolution method applied is explained in sub-section D, Algorithm Details.

In power systems, the state vector has the structure $\mathbf{x} = [\delta_2 \ \delta_3 \ \cdots \ \delta_N \ V_1 \ V_2 \ \cdots \ V_N]^T$, where N is the number of buses in the system, V_i is the voltage amplitude at each bus, and δ_i is the phase angle of each voltage referred to bus #1.

Typically, all measurements are used to find the state variables estimates as a compromise set of values to meet the statistical criterion chosen. However, in practical implementations, some measurement systems might fail or become disconnected and thus provide bad data. In state estimation computations, such erroneous data should be detected based on some particular criterion, and then discarded from the full set of measurements, since their error affects estimation results by biasing them [1], [2], [3].

IMPLEMENTATION

A. Discussion on the Choice of Technique

In this work, a generic Harmonic State Estimation (HSE) technique based on traditional power system State Estimation (SE) is applied as a means for the identification and quantification of harmonic distortion sources.

It is important to notice that this is not the only tool used for the location of said distortion sources; such methods are succinctly described in [10]. In fact, several methods based on single measurements at the point of common coupling have already been developed and are still under discussion. However, the increasing flexibility in distribution system topology, the growth in distributed generation, and the current inclusion of smart grid metering concepts allow for the

adoption of multiple-measurement methods for this task.

Given the fact that the HSE technique implemented in this paper is based on a traditional power system SE algorithm, system observability relies rather heavily on power flow measurements. This is an alternative to other implementations of HSE carried out using simultaneous (phase measurement unit based) voltage and current measurements [4].

In the simple model herein implemented, observability was easily assessed by means of a topological method based on the construction of a full rank tree starting from the network nodes [11]. It should be taken into account that, with the traditional SE technique adopted, HSE observability depends heavily on harmonic power flow (branch) measurements. Here, it can be argued that harmonic power flow measurements are not as commonplace in distribution systems as in power systems. However, with the state of the art in metering, such measurements could be expected to be implemented without excessive cost.

Ampere measurements could also be included as part of the measurement set, since there are normally several bus current and injected current measurements implemented in most distribution systems. However, their usefulness is arguable due to the fact that they do not improve observability *per se* and bring about several challenges to the implementation of the estimation algorithm, such as the possibility of double sign results [1]. Not that ampere measurements could not be included, but observability would not be improved and certain adjustments should be made for them to be of use.

B. Model Details

Fig. 1 details the model implemented in [8], corresponding to a 4-bus 13.8 kV 50-Hz radial distribution system including a distributed generator on the end opposite to the main source. The main details were based on data from [15].

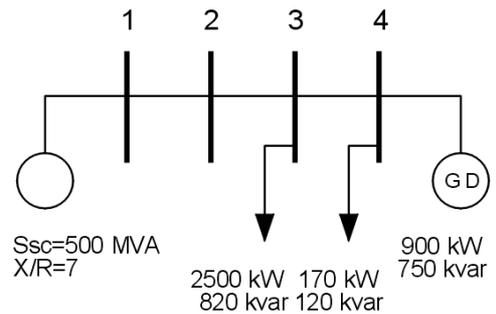


Fig. 1. The 4-bus radial distribution system with distributed generation. All data given in this figure correspond to fundamental frequency conditions.

At bus #3, a harmonic distortion source was placed, with a harmonic spectrum following that of a three-phase rectifier.

The power flow solution at the fundamental frequency was obtained by means of a standard Newton method. For each harmonic frequency, the solution voltage amplitudes and phase angles were calculated with the system's admittance matrix and the given harmonic current sources. Said solutions were

used for the generation of measurements with a random component.

The measurement set for most of the tests carried out on the system consisted of: voltage amplitudes at buses #1, #2, #3 and #4; active and reactive power flows between buses #1 and #2, between buses #2 and #3, and between buses #4 and #3. Active and reactive power injections measured at one or two buses were sometimes included to improve redundancy. The standard deviations introduced for each measurement were chosen from some of the values proposed in [14], approx. 0.005 times the measured value in the case of voltage measurements and between 0.008 and 0.020 times the full scale reading for power measurement instruments.

The same estimation algorithm was applied at the fundamental frequency and at all harmonic frequencies. Nodal harmonic voltage amplitudes and phase angles were used as state variables and then harmonic current injections were calculated by combining these with the estimated (recalculated) injected powers.

TABLE I
SYSTEM'S IMPEDANCES

Symbol	Value in Ω	Details
Z_S	0.34848+j0.049783	$S_{sc}=500$ MVA, X/R=7
Z_A	3.6+j2.2	Line between buses 1 & 2
Z_B	1.25+j0.65	Line between buses 2 & 3
Z_C	2.8+j1.8	Line between buses 3 & 4
Z_G	0.825+j11.6	Equivalent impedance of the distributed generator

Values given at 50 Hz. The specified short-circuit power is of reactive nature, i.e., it is used to calculate the equivalent reactance X_S .

The system's details are described in Tables I, II and III.

TABLE II
GENERATION, LOADS AND BUS VOLTAGES

Bus #	$ V $ (p.u.)	δ (°)	P_{gen} (kW)	Q_{gen} (kvar)	P_{load} (kW)	Q_{load} (kvar)
1	1.001	0.00	1887	260	-	-
2	0.959	-1.10	-	-	-	-
3	0.944	-1.44	-	-	2500	820
4	0.963	-1.60	900	750	170	120

Values obtained from power flow study at fundamental frequency

TABLE III
SOME OF THE HARMONIC CURRENTS INJECTED IN BUS 3

Harmonic #	Amplitude in %	Relative phase angle
1	100.00	0.00
5	18.24	-55.68
7	11.90	-84.11
11	5.73	-143.56
13	4.01	-175.58
17	1.93	111.39
19	1.39	68.30

The reference current is the 50-Hz apparent current calculated from the load (power injection) at bus 3. Based on data provided in [15]

Representative results of the harmonic state estimation can be found in [8].

C. Functions of the state variables

In [8], the following expressions of the functions h_j were used for the measured quantities, as presented in [3].

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$Q_i = - \left\{ |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right\}, \quad (4)$$

$$P_{ij} = -|V_i|^2 G_{ij} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$Q_{ij} = |V_i|^2 B_{ij} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

where:

P_i : active power injected into bus i

Q_i : reactive power injected into bus i

P_{ij} : active power flowing from bus i to bus j

Q_{ij} : reactive power flowing from bus i to bus j

$|V_i|$: amplitude of the voltage at bus i

δ_i : phase angle of the voltage at bus i , with bus #1 as the zero reference

Y_{ij} (Y_{in}): component of the system's admittance matrix relating buses i and j (buses i and n)

G_{ij} : real component of Y_{ij}

B_{ij} : imaginary component of Y_{ij}

θ_{ij} (θ_{in}): angle of Y_{ij} (Y_{in})

However, the use of the following equivalent expressions, e.g. presented in [1], was better when it came to numerical performance and erroneous measurement detection efficacy.

$$P_i = |V_i| \sum_{n=1}^N |V_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{n=1}^N |V_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}), \quad (5)$$

$$P_{ij} = |V_i|^2 g_{ij} - |V_i| |V_j| (g_{ij} \cos \delta_{ij} + g_{ij} \sin \delta_{ij})$$

$$Q_{ij} = -|V_i|^2 b_{ij} - |V_i| |V_j| (g_{ij} \sin \delta_{ij} + g_{ij} \cos \delta_{ij})$$

where all previous definitions are valid, and:

g_{ij} : real component of the series admittance between buses i and j

b_{ij} : imaginary component of the series admittance between buses i and j

D. HSE Algorithm Details

All calculations were performed in .m code files and the system model was also implemented in MATLAB® Simulink®

for additional measurement comparisons to be carried out.

As regards the solution of (2) at each iteration, the method of Peters and Wilkinson was applied as explained in [12] and [13], with a couple of minor adjustments as shown below:

--The following compact form of (2) is introduced:

$$\tilde{H}^T \tilde{H} \Delta \mathbf{x} = \tilde{H}^T \Delta \tilde{\mathbf{z}} \quad (6)$$

where:

$$\tilde{H} = W^{1/2} H \quad (7)$$

$$\Delta \tilde{\mathbf{z}} = W^{1/2} \Delta \mathbf{z}$$

--An LU decomposition of \tilde{H} is performed, where L is an $m \times n$ lower trapezoidal matrix and U is an $n \times n$ upper triangular matrix:

$$\tilde{H} = LU \quad (8)$$

In fact, the MATLAB function used in this implementation yields L and U such that $P\tilde{H} = LU$, where P is a permutation matrix used for better numerical stability, since it guarantees the best pivot choices. This adjusted expression implies that $\tilde{H} = P^{-1}LU$, but a simple way to avoid the inversion of P is to apply the known property of permutation matrices that $P^{-1} = P^T$. Therefore, (8) turns into

$$\tilde{H} = P^T LU \quad (9)$$

--The following transformations are then applied:

$$\tilde{H}^T \tilde{H} \Delta \mathbf{x} = \tilde{H}^T \Delta \tilde{\mathbf{z}}$$

$$U^T L^T P P^T L U \Delta \mathbf{x} = U^T L^T P \Delta \tilde{\mathbf{z}} \quad (10)$$

$$U^T L^T L U \Delta \mathbf{x} = U^T L^T P \Delta \tilde{\mathbf{z}}$$

$$(L^T L) U \Delta \mathbf{x} = L^T P \Delta \tilde{\mathbf{z}}$$

With

$$\Delta \mathbf{y} = U \Delta \mathbf{x}, \quad (11)$$

equation (10) turns into

$$(L^T L) \Delta \mathbf{y} = L^T P \Delta \tilde{\mathbf{z}} \quad (12)$$

--In order to compute $\Delta \mathbf{y}$ from (12), a Cholesky factorization of $L^T L$ is performed:

$$L^T L = L_{ch} L_{ch}^T \Rightarrow L_{ch} L_{ch}^T \Delta \mathbf{y} = L^T P \Delta \tilde{\mathbf{z}} \quad (13)$$

where now L_{ch} is an $n \times n$ lower triangular matrix; $\Delta \mathbf{y}$ can thus be obtained from (13) by means of a forward substitution followed by a backward substitution. It should be noted that such substitutions were not possible with L and its transpose since they were trapezoidal.

--Finally, $\Delta \mathbf{x}$ can be calculated from (11) by means of an additional backward substitution.

The adoption of this algorithm for the solution of $\Delta \mathbf{x}$ at each iteration step is advantageous due to the fact that $L^T L$ is less ill-conditioned than $\tilde{H}^T \tilde{H}$, i.e., its condition number is much lower, namely in the order of 10^1 versus 10^{14} for the simple system presented in this article.

As explained above, SE at each harmonic frequency was performed under the same conditions as at the fundamental frequency. This implies that the phase angle δ_{1h} of the h -th harmonic voltage at bus #1, V_{1h} , was not specified as a state variable, but was taken as a zero reference. However, in general, $\delta_{1h} \neq \delta_1$, i.e. there is a phase angle between V_{1h} and

V_1 , which is obtained from the harmonic voltage measurement at bus #1. Therefore, depending on the use of the results obtained with the HSE, such adjustment could be made on the phase angles of the harmonic voltages.

DETECTION AND IDENTIFICATION OF ERRONEOUS MEASUREMENTS

If at least one of the measurements on which the estimation is based upon includes an error beyond the expected values (i.e., beyond the thresholds specified according to each measurement's probability distribution function), the estimated state is consequently biased. A number of algorithms are already available to detect whether there is any erroneous measurement which may be affecting the estimation result. Such erroneous measurements are also referred to as "bad data" in the literature [1]. Further tools have been developed in order to identify exactly which measurement(s) is (are) bound to include such inadmissible error(s). The aim of such identification is to be able to remove said measurements from the measurement set so as to guarantee an unbiased SE. Said removal may have a different impact depending on the criticality of the measurement to be removed [1], [14].

In this work, erroneous measurement data were intentionally introduced only in non-critical measurements so that their removal would not alter the system's observability.

A. Bad Data Detection

The presence of erroneous data was detected by means of a Chi-squared distribution test [1], [3] applied to the recalculated value of the minimization objective function, on which (2) is based:

$$J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(\mathbf{x})]^2}{R_i} \quad (14)$$

To this effect, the real measurements z_j were used to estimate the state variables x_i by means of the iterative algorithm already described. The state variable estimates were in turn used to determine the corresponding measurement estimates \hat{z}_j . Then, the errors $\hat{e}_j = z_j - \hat{z}_j$ were obtained for each measurement, and the weighted sum of squares $\hat{f} = \sum_{j=1}^m \left([z_j - h_j(x)]^2 / R_j \right)$ was calculated.

It can be shown that the value obtained for said sum of squares \hat{f} corresponds to a standardized random variable with a Chi-squared distribution. Using $k = m - n$ degrees of freedom and a significance level α (in this implementation, $\alpha = 0.05$), the value of \hat{f} can be compared with the corresponding critical value tabulated for a standard Chi-squared distribution, or e.g. with the result of the *chi2inv* MATLAB function.

In other words, the measurements are deemed to be accurate enough (and thus the state variable estimates are deemed to be unbiased) as long as the inequality $\hat{f} < \chi_{k,\alpha}^2$ holds true. The whole procedure was easily tested by

deliberately introducing null values or important errors in one or some of the measurements. For example, a 5% error introduced in the measurement of V_4 caused \hat{f} values to be above 90, while the limit value $\chi_{k,\alpha}^2$ was 9.4877 for $11-7=4$ degrees of freedom (given a particular choice of measurements) and a 5% significance level.

In Fig. 2, a group of values of \hat{f} are graphed in relation to the negative error introduced in V_4 , where 3σ is approx. 1% of the full scale measurement, roughly 1.3% of the measured value. It is clear that the detection of erroneous measurements is effective enough for the proposed configuration.

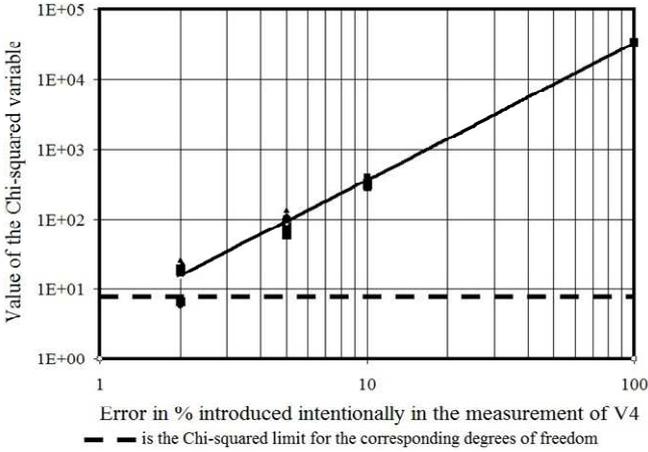


Fig. 2. Logarithmic chart showing the increase in \hat{f} with the error introduced in one of the non-critical measurements.

B. Bad Data Identification

For the identification of the erroneous measurement introduced intentionally, an assessment was performed on the normalized residuals calculated from the estimated values of the measurements. The following are the main details of this procedure as presented in [1]:

When a state vector estimate $\hat{\mathbf{x}}$ is obtained, a corresponding estimate $\hat{\mathbf{z}}$ for the measurement vector can be calculated by means of the h_j functions presented with (2), which are an expression of the measured quantities as function of the state variables. The following is the linearized measurements equation:

$$\Delta \mathbf{z} = H \Delta \mathbf{x} + e \quad (15)$$

Similarly, an estimated value of $\Delta \mathbf{z}$ can be written as:

$$\Delta \hat{\mathbf{z}} = H \Delta \hat{\mathbf{x}} \quad (16)$$

Then, based on (2):

$$\Delta \hat{\mathbf{x}} = (H^T W H)^{-1} H^T W \Delta \mathbf{z} \quad (17)$$

From (16) and (17):

$$\Delta \hat{\mathbf{z}} = H (H^T W H)^{-1} H^T W \Delta \mathbf{z} \quad (18)$$

$$\Delta \hat{\mathbf{z}} = K \Delta \mathbf{z}$$

It can be shown that:

$$\mathbf{r} = \Delta \mathbf{z} - \Delta \hat{\mathbf{z}} = (I - K) \mathbf{e} = S \mathbf{e} \quad (19)$$

$$\text{Cov}(\mathbf{r}) = \Omega = S R$$

where:

\mathbf{r} : vector of residuals

S : sensitivity matrix, representing the effect of measurement errors on measurement residuals

Ω : covariance matrix of the measurement residuals

The normalized residual corresponding to the i -th measurement can be obtained as follows:

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} = \frac{|r_i|}{\sqrt{S_{ii} R_{ii}}} \quad (20)$$

Instead of calculating all the components of Ω , only its required diagonal entries Ω_{ii} can be obtained as follows:

--A vector T is defined such that $H^T W H T = H^T$

--The expression presented in (13) can be used to obtain T with the Cholesky factorization matrices already obtained during the implementation of the Peters-Wilkinson method:

$$L_{ch} L_{ch}^T T = H^T \quad (21)$$

--The same expression can be rewritten for each column of T :

$$L_{ch} L_{ch}^T T_i = H_i^T \quad (22)$$

--A forward substitution followed by a backward substitution can be performed to obtain the m columns T_i , and then they can be used to calculate the diagonal entries of Ω as required:

$$\Omega_{ii} = R_{ii} - H_i T_i \quad (23)$$

After the determination of all the normalized residuals r_i^N , their values can be assessed by comparing them against a statistical threshold, which in this work was chosen as 3 (i.e., 3 times the standard deviation in the normalized version of the residuals).

The procedure herein explained was used to identify the measurements for which errors were deliberately introduced, e.g. V_4 in the example given in the previous section.

DISCUSSION

This article expands a previous work where a harmonic state estimation technique was implemented on the model of a simple medium voltage distribution system. Some particular choices regarding the state estimation algorithm were discussed, such as the requirement of harmonic branch power flow measurements for observability to be attained. The procedure used for the harmonic state estimation is based on traditional power system state estimation variants. An erroneous data detection method was applied based on a Chi-squared test. An erroneous data identification method was implemented based on the assessment of the normalized measurement residuals. Certain algorithm adjustments were explained, as well as the choice of certain expressions to write the measured quantities as a function of the state variables. The need for the measurement of the phase angles of harmonic voltage component at bus #1 is mentioned. In the future, similar analyses shall be carried out on models of larger

industrial distribution systems of different topologies. Further feasibility studies are wanting as regards the practical implementation of these techniques in distribution systems.

ACKNOWLEDGMENT

The authors wish to thank Dr. Fernando H. Magnago, who is with the Engineering School of the Río Cuarto National University, for his critical comments.

REFERENCES

- [1] A. Abur and A. G. Expósito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*, New York, Marcel Dekker, Inc., 2004
- [2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, New York, John Wiley & Sons, 1996, ch. 12
- [3] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, *Power System Analysis*, New York, McGraw-Hill, 1994, ch. 15
- [4] G. T. Heydt, "Identification of Harmonic Sources by a State Estimation Technique", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, January 1989
- [5] H. Liao, "Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, February 2007
- [6] G. D'Antona, C. Muscas, S. Sulis, "Localization of Nonlinear Loads in Electric Systems Through Harmonic Source Estimation", *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, Vol. 60, No. 10, October 2011
- [7] W. A. Omran, H. S. K. El-Goharey, M. Kazerani, M. M. A. Salama, "Identification and Measurement of Harmonic Pollution for Radial and Nonradial Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 24, No. 3, July 2009
- [8] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento and C. A. Reineri, "Harmonic State Estimation in a Radial Distribution System with Distributed Generation," presented at ARGENCON 2012, Córdoba, Argentina, 2012 (in Spanish, "*Estimación de estado armónico en un sistema de distribución radial con generación distribuida*").
- [9] M. A. Albornoz, A. O. Riquelme and M. A. Ruz, "Topologic influence on the conditioning of matrices of electric networks", *Ingeniare, Revista chilena de ingeniería*, vol. 16 N° 1, 2008, pp. 257-263 (in Spanish, "*Influencia de la topología en el condicionamiento de matrices de redes eléctricas*")
- [10] J. M. Ruiz Vallejo and F. H. Ortiz Quintero, "Methodologies for the identification of harmonic sources in electrical systems", Eng. thesis, Fac. of Electrical Eng., Technological Univ. of Pereira, Pereira, Colombia, 2007 (in Spanish, "*Metodologías para identificar fuentes armónicas en sistemas eléctricos*")
- [11] G. R. Krumpholz, K. A. Clements, P. W. Davis, "Power system observability: a practical algorithm using network topology", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 4 July/Aug 1980
- [12] J. W. Gu, K. A. Clements, G. R. Krumpholz and P. W. Davis. "The solution of ill-conditioned power system state estimation problems via the method of Peters and Wilkinson", *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*. Vol. 102, No. 10, pp. 3473-3480. October 1983
- [13] G. Peters and J. H. Wilkinson, "The least squares problem and pseudo-inverses", *The Computer Journal*, Vol. 13, No. 4, pp. 1534-1542, 1970
- [14] P. J. Zarco Perrián and A. G. Expósito, *Estimación de estado y de parámetros en redes eléctricas*, University of Seville, Seville, 1999 (in Spanish, "*Estimación de estado y de parámetros en redes eléctricas*")
- [15] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, "Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, No. 2, April 1999

D. M. Ferreyra graduated in Electromechanical Engineering from the National Technological University (UTN, Argentina) in 2003. He is a member of CIDEME (*Centro de Investigación, Desarrollo y Ensayo de Máquinas Eléctricas*, Electric Machinery Research, Development and Testing Center) since 1999, and is in charge of GISENER (*Grupo de Investigación sobre Energía*, Energy Research Group) since 2010. Both research groups are

based in UTN's San Francisco Regional Faculty, where D. M. Ferreyra is professor in Electromechanical Engineering. His research interests include electric machinery and power quality.

A. C. Sarmiento graduated in Information Systems Engineering from the National Technological University (UTN, Argentina) in 2001. Since 2011, she is a member of GISENER, based in UTN's San Francisco Regional Faculty, where she is an auxiliary researcher in electrical engineering areas. A. C. Sarmiento is also professor of Calculus for the four engineering careers available in UTN's San Francisco Regional Faculty.

C. A. Reineri graduated in Electrical and Mechanical Engineering from the National University of Río Cuarto (UNRC, Argentina) in 1990, and received his PhD degree in industrial engineering from Valencia Polytechnic University, Spain, in 2000. He is a member of UNRC's IPSEP (*Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Electric Power System Protection Institute) since 1992. Dr. Reineri is also professor of electrical engineering at UNRC. His research interests are power quality and distribution system protection.

Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation

D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento, C. A. Reineri.

Abstract— In the present work, a state estimation technique is applied to calculate the amplitudes and phase angles of the harmonic currents injected at the buses of a power distribution system. To this effect, the model of a 50-Hz 13.2-kV 4-bus radial system is used. The grid (source) and a generator are connected at opposite ends of the system, following a configuration known as distributed generation, which is becoming quite usual nowadays. In this particular implementation, the nodal harmonic voltages are presented as the state variables instead of the harmonic currents. This follows the same structure as a traditional fundamental frequency state estimation. As a further step, the injected harmonic currents are calculated from the corresponding injected powers and nodal voltages.

Keywords— Harmonic distortion, State estimation, Power distribution, Power system harmonics

I. INTRODUCCIÓN

LA ESTIMACIÓN de estado puede describirse genéricamente como la utilización de algún criterio estadístico determinado a fin de asignar valores a un conjunto de variables de estado (vector \mathbf{x}) desconocidas de un sistema, partiendo de la base de un conjunto de mediciones (vector \mathbf{z}) realizadas sobre ese mismo sistema [1]. Los valores que se asignan a las variables de estado por medio de la estimación de estado son los valores verdaderos estimados para ellas. Las diversas técnicas de estimación de estado se basan en el hecho de que las mediciones se reconocen como “imperfectas” (inexactas) y que deben estar presentes en cantidad redundante en relación con la cantidad de variables de estado por estimar.

Desde principios del s. XIX, se aplica para estimación de estado el método de los mínimos cuadrados [2]. Durante el s. XX, se lo comenzó a utilizar para la estimación de la posición y la trayectoria de vehículos aeroespaciales en función de mediciones imprecisas pero redundantes de sus vectores de posición y velocidad. En el caso de este ejemplo, las mediciones inexactas corresponderían a observaciones ópticas o señales de radar que se contaminan con ruido aleatorio y contienen errores del sistema de medición. Posteriormente, se comenzó a aplicar el mismo criterio para la

estimación de estado en sistemas eléctricos con fines de control [3].

En un sistema dado, la estimación del valor verdadero de las variables de estado de interés persigue como finalidad minimizar o maximizar el criterio estadístico seleccionado. El criterio más tradicional suele ser la minimización de la suma de cuadrados de las diferencias entre los valores estimados y los “verdaderos” de una función. La clave de la necesidad de implementar la estimación de estado consiste en lo siguiente: si se tomara la misma cantidad de mediciones que de variables de estado, teóricamente se debería poder calcular de forma cerrada el estado del sistema por medio de un sistema de ecuaciones compatible determinado; sin embargo, las inexactitudes normales producidas naturalmente en las mediciones por la variabilidad intrínseca a los sistemas de medición implicarían típicamente que las mediciones obtenidas no permitan asignar con suficiente certeza valores razonables para las variables de estado [4].

II. FUNDAMENTACIÓN

A. Fundamentos principales de la estimación de estado

La aleatoriedad de una medición cualquiera puede describirse de la siguiente manera [3], [4]:

$$z = z^{verd} + \eta, \quad (1)$$

donde

z : valor de la medición tal cual se la recibe del conjunto transductor-instrumento

z^{verd} : valor verdadero (desconocido) de la magnitud que se está midiendo

η : error de medición aleatorio, de media nula, que se produce al realizar esta medición

El comportamiento estadístico del número aleatorio η se puede describir por medio de la siguiente expresión:

$$PDF(\eta) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\eta^2/2\sigma^2}, \quad (2)$$

donde

$PDF(\eta)$: función de densidad de probabilidad del número aleatorio η

σ : desviación estándar de η

D. M. Ferreyra, Universidad Tecnológica Nacional (UTN), San Francisco (Córdoba), Argentina, dferreyra@frsco.utn.edu.ar

A. C. Sarmiento Universidad Tecnológica Nacional (UTN), San Francisco (Córdoba), Argentina, csarmiento@frsco.utn.edu.ar

C. A. Reineri, Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), Río Cuarto (Córdoba), Argentina, creineri@ing.unrc.edu.ar

σ^2 : varianza de η

Partiendo de la base genérica de que se toman N_m mediciones para determinar N_n variables de estado, se puede plantear la siguiente expresión para minimizarla a fin de obtener un ajuste por mínimos cuadrados [2]:

$$\min_x J(x) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[z_i - f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_n})]^2}{\sigma_i^2} \quad (3)$$

donde

N_n : cantidad de variables de estado

x_1, x_2, \dots, x_{N_n} : variables de estado, componentes del vector

de estado \mathbf{x}

N_m : cantidad de mediciones

z_i : i -ésima magnitud medida

σ_i^2 : varianza de la i -ésima medición

f_i : función con la cual se calcula el valor de la i -ésima magnitud medida a partir del conjunto de variables de estado $\mathbf{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_{N_n}]^T$ cuyo valor verdadero se desea estimar. Para las mediciones en sistemas eléctricos, la mayoría de las funciones f_i son no lineales, lo cual determina la resolución de la estimación de estado por métodos numéricos.

$J(x)$: residuo de medición (función auxiliar para la deducción del algoritmo de medición)

B. Estimación de estado en sistemas de potencia

En un sistema de potencia, los datos obtenidos del proceso de estimación de estado se utilizan en los centros de control para regular el despacho y mantener el control de las magnitudes fundamentales, incluyendo la implementación de restricciones de capacidad de las líneas y de seguridad en la operación [3]. Las mediciones redundantes sometidas al proceso de estimación de estado se aplican para estimar el desempeño del sistema aproximadamente en tiempo real, a fin de tomar decisiones de control relativas a la seguridad del sistema y a las restricciones impuestas para despacho económico.

Para la aplicación de técnicas de estimación de estado en sistemas de potencia, se toman como variables de estado las amplitudes de las tensiones nodales $|V_i|$ y sus ángulos de fase δ_i medidos en relación con una de las barras del sistema. Las mediciones de entrada usadas para el estimador de estado habitualmente son las tensiones nodales del sistema y los valores de potencia activa y potencia aparente, tanto las que fluyen por cada rama como las que se derivan (inyectadas) en cada nodo.

La siguiente es la expresión de la que se parte para la minimización de (3):

$$\min_{\mathbf{x}} J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[z_i - f_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} \quad (4)$$

Las mediciones z_i se ordenan en el vector \mathbf{z} correspondiente:

$$\mathbf{z} = [z_1 \ z_2 \ \dots \ z_{N_m}]^T \quad (5)$$

Las varianzas de las mediciones se ordenan en la matriz de covarianzas \mathbf{R} , cuya inversa (por supuesto, otra matriz diagonal) determina los factores de peso de cada medición en la estimación de estado:

$$\begin{aligned} [\mathbf{R}] &= \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_{N_m}^2 \end{bmatrix} \\ &\Downarrow \\ [\mathbf{R}]^{-1} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{\sigma_{N_m}^2} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6)$$

El hecho de que los elementos de \mathbf{R} que se encuentran fuera de su diagonal principal sean nulos implica que las mediciones tomadas se consideran independientes entre sí (sus covarianzas son nulas). Así, se asegura que las mediciones de menor varianza tengan mayor preponderancia en la estimación de los valores verdaderos de las variables de estado.

Para realizar la minimización planteada en (4), se comienza calculando el gradiente de la función $J(\mathbf{x})$.

$$\begin{aligned} \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x}) &= \begin{bmatrix} \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial x_1} \\ \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial x_{N_n}} \end{bmatrix} = -2 \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_{N_n}} & \frac{\partial f_2}{\partial x_{N_n}} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_{N_n}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (7)$$

Si se agrupan las funciones $f_i(\mathbf{x})$ en el vector $\mathbf{f}(\mathbf{x})$, el

jacobiano de esta función es el siguiente:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{f}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_{N_s}} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_{N_s}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_1} & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_{N_n}} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Denominando esta matriz como $[H]$, se cumple:

$$[H]^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_{N_n}} & \frac{\partial f_2}{\partial x_{N_n}} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_{N_n}} \end{bmatrix} \quad (9)$$

En resumen:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x}) = -2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \quad (10)$$

La función $\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})$, que es el gradiente de la función $J(\mathbf{x})$, se debe forzar a cero por medio del método de Newton, de manera similar a como se resuelve un problema de flujo de carga:

$$\Delta \mathbf{x} = - \left[\frac{\partial \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right]^{-1} \cdot [-\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})] \quad (11)$$

Para obtener el jacobiano de $\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})$, se considera $[H]$ constante; entonces:

$$\frac{\partial \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \left\{ -2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \right\}$$

$$\frac{\partial \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = 2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H] \quad (12)$$

Y de esta manera:

$$\Delta \mathbf{x} = \left[[H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H] \right]^{-1} \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \quad (13)$$

Con esta expresión, se trabaja iterativamente hasta llegar al vector de estado estimado cuando se cumple una tolerancia dada ϵ entre resultados sucesivos. Como todo método numérico, se debe especificar un vector inicial \mathbf{x}_0 para comenzar las iteraciones.

C. Estimación de estado armónico en sistemas eléctricos

La particularidad de la estimación de estado armónico en los sistemas eléctricos es que las variables que interesan son las amplitudes de las corrientes armónicas inyectadas en cada nodo y sus ángulos de fase relativos [2], [5], [6], [7], [8]. Por lo general, las mediciones disponibles para cada frecuencia son las mismas que las enumeradas en el caso de la estimación de estado a frecuencia fundamental [9], [10].

En este trabajo, se implementa una técnica tradicional de estimación de estado, con las tensiones nodales como variables de estado a cada frecuencia. Como paso adicional, se calculan los valores estimados de las corrientes armónicas inyectadas a partir de las potencias inyectadas en cada nodo y de las tensiones nodales correspondientes.

Así, para cada frecuencia armónica, se replica el mismo proceso de estimación de estado tradicional que para la frecuencia fundamental [5], [8], [11].

III. IMPLEMENTACIÓN

En este trabajo, se realizó la simulación del modelo de un sistema eléctrico radial de distribución de 4 barras en 13,2 kV y 50 Hz, como se muestra en la Fig. 1. Para su conformación, se tomaron elementos de [12] y de [13].

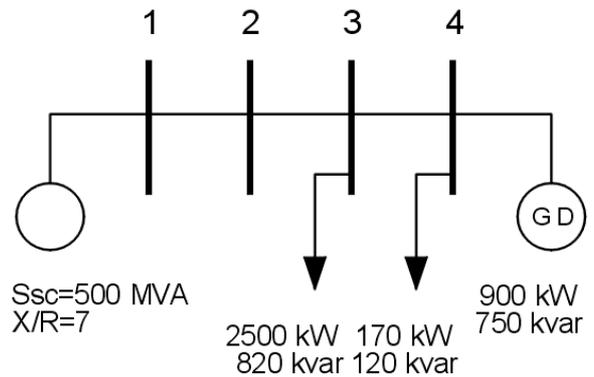


Figura 1. Sistema de distribución radial de 4 barras con generación distribuida. Los datos indicados corresponden a la frecuencia fundamental.

La alimentación principal del sistema se realiza en la barra 1 desde una red de 500 MVA de potencia de cortocircuito, con una relación $X/R = 7$. La barra 2 solo cumple funciones de interconexión, ya que no hay cargas ni generadores conectados

a ella. Se aplican dos cargas al sistema, una en la barra 3, de 2500 kW y 820 kvar, y otra en la barra 4, de 170 kW y 120 kvar. En dicha barra 4, un generador de impedancia equivalente $Z_G = 0,825 + j11,6 \Omega$ aporta 900 kW de potencia activa y 750 kvar de potencia reactiva.

Para la simulación en MATLAB® Simulink®, la barra 1 se configuró para compensación, mientras que las demás se especificaron como barras PQ.

En la Tabla I, se enumeran las impedancias equivalentes del sistema, incluidas las de las líneas de interconexión, que se consideran según un modelo simplificado serie como en [12].

TABLA I
IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

Denominación	Valor en Ω	Detalles
Z_S	0,34848+j0,049783	$S_{sc}=500$ MVA, X/R=7
Z_A	3,6+j2,2	Línea entre las barras 1 y 2
Z_B	1,25+j0,65	Línea entre las barras 2 y 3
Z_C	2,8+j1,8	Línea entre las barras 3 y 4
Z_G	0,825+j11,6	Impedancia equivalente del generador distribuido

Valores calculados con referencia a 13,2 kV. La potencia de cortocircuito especificada es de carácter reactivo: solo define la reactancia equivalente X_S .

En la Tabla II, se resumen las potencias consumidas por las cargas y las aportadas por la red y el generador distribuido, según el cálculo de flujo de cargas del sistema.

TABLA II
POTENCIAS GENERADAS, CARGAS Y TENSIONES EN LAS BARRAS

Barr a nro.	$ V $ (p. u.)	δ (°)	P_{gen} (kW)	Q_{gen} (kvar)	P_{carga} (kW)	Q_{carga} (kvar)
1	1,001	0,00	1887	260	-	-
2	0,959	-1,10	-	-	-	-
3	0,944	-1,44	-	-	2500	820
4	0,963	-1,60	900	750	170	120

Valores obtenidos del estudio de flujo de cargas a frecuencia nominal.

En la barra 3, se incluyeron fuentes de corriente a la 5.^a y 7.^a armónicas, cuya relación con la fundamental surge del espectro de frecuencia típico de un rectificador trifásico [12]. Se consideraron las dos armónicas de mayor incidencia, pero este procedimiento puede replicarse para cualquier frecuencia, aplicando el principio de superposición [2], [13]. En la Tabla III, se describen las corrientes inyectadas en la barra 3.

TABLA III
CORRIENTES ARMÓNICAS EN LA BARRA 3

Armónico nro.	Amplitud en %	Ángulo relativo
1	100,00	0,00
5	18,24	-55,68
7	11,90	-84,11

La corriente de referencia será la aparente calculada con las potencias a 50 Hz para la carga de la barra 3. Datos replicados de la tabla 3.4 de [12].

Tanto para la frecuencia fundamental como para las armónicas analizadas. se planteó la medición de las tensiones en las 4 barras, de las potencias inyectadas en cada barra, y de las potencias de flujo en cada rama. Así., para cada frecuencia, se definieron 7 variables de estado ($V_1, V_2, V_3, V_4, \delta_2, \delta_3, \delta_4$) y se dispuso de 18 mediciones ($V_1, V_2, V_3, V_4, P_1, P_2, P_3, P_4, Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, P_{1-2}, P_{2-3}, P_{3-4}, Q_{1-2}, Q_{2-3}, Q_{3-4}$). Esto implicó una redundancia superior a 2,5, suficiente según la literatura [4].

Las siguientes ecuaciones expresan las mediciones de potencia en función de las variables de estado [4]:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$Q_i = - \left\{ |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right\} \quad (14)$$

$$P_{ij} = -|V_i|^2 G_{ij} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$Q_{ij} = |V_i|^2 B_{ij} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

La desviación estándar de cada medición se estipuló según instrumentos de clase 0,1 con un rango de medición de 10 kV para tensión y 2500 kW (o 2500 kvar) para potencia.

En la barra 2, las potencias activa y reactiva inyectadas son nulas porque no hay carga conectada. En esta simulación, se mantuvieron esas mediciones como un valor verdadero nulo más la componente aleatoria correspondiente. En la práctica, podrían eliminarse las mediciones de esa barra del juego de mediciones utilizado para la estimación de estado. Esto podría hacerse con una indicación digital de la desconexión de los seccionadores correspondientes, pero implicaría reducir la redundancia, lo cual no resulta conveniente. Cuando existe la certeza de la nulidad de ciertos valores por una desconexión física, una alternativa habitual es la asignación de una varianza muy pequeña para estas mediciones, a fin de que su factor de peso en la estimación de las variables de estado resulte mayor.

Hay otra situación especial en la barra 4: la coincidencia de una carga y un generador implica que, para medir la potencia neta inyectada P_4 , se deba hacer la resta entre la potencia de generación y de carga. En este caso, esto es aceptable porque las potencias de generación y de carga difieren casi en un orden de magnitud. De lo contrario, si la diferencia entre ambas potencias fuera tan pequeña que implicara una varianza demasiado grande, esta medición debería descartarse.

En este trabajo, se consideró solo el aspecto estático del problema de estimación de estado, es decir que no se simuló la toma sucesiva de valores en el tiempo, lo cual requeriría la inclusión de técnicas adicionales de filtrado para la estimación temporal de valores [7], [9], [10].

Para la simulación y los cálculos de la estimación de estado, realizados en archivos “.m” de MATLAB®, se trabajó con unidades físicas (kW, kV, etc.) aunque podría haberse trabajado similarmente con magnitudes expresadas en valores por unidad. La única salvedad es que, debido a la naturaleza diferente de los valores absolutos de las tensiones y sus ángulos de fase, se especificaron tolerancias ϵ diferentes para cada variable de estado. Para este caso, se eligió $\epsilon_1 = 0,001 \text{ rad}$ y $\epsilon_2 = 0,1 \text{ V}$, y para detener la ejecución del método numérico, se estipularon las siguientes dos condiciones simultáneas:

$$\max_{Nn=1 \dots 3} |x_{Nn}^n - x_{Nn}^{n-1}| \leq \epsilon_1 \quad \wedge \quad \max_{Nn=4 \dots 7} |x_{Nn}^n - x_{Nn}^{n-1}| \leq \epsilon_2 \quad (15)$$

Debe tenerse en cuenta también que la matriz cuya inversa se requiere en (13) tiene un número de condición bastante elevado ($\text{cond}([H]^T [R]^{-1} [H]) > 10^{12}$). Para evitar errores numéricos asociados con la inversión de una matriz tan mal condicionada, se calculó su pseudoinversa por factorización.

IV. RESULTADOS OBTENIDOS

Una vez resuelto el flujo de cargas del sistema y comprobados los valores de la Tabla II, se asignó un valor a cada medición z_i por medio de la expresión presentada en (1) y de la función aleatoria correspondiente, según la clase de cada uno de los instrumentos involucrados. Se obtuvo así un vector de mediciones \mathbf{z} para realizar la estimación de estado. A partir de estas mediciones, se aplicó (13) en forma iterativa hasta lograr la convergencia del vector de estado \mathbf{x} .

En la Fig. 2, se muestra un análisis de las amplitudes de las tensiones nodales calculadas con 30 aplicaciones sucesivas del proceso de estimación de estado. Las amplitudes de las tensiones nodales conforman 4 de las variables de estado buscadas para cada frecuencia armónica determinada.

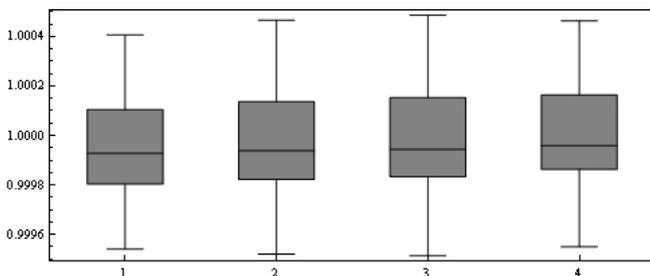


Figura 2. Diagrama de cajas de amplitudes de tensiones nodales obtenidas por estimación de estado, cada una referida al valor verdadero correspondiente. Se observa una distribución no sesgada en torno al valor esperado.

Las fuentes y los sumideros de contaminación armónica se localizaron como en [15], según el signo de la potencia activa inyectada. Con este criterio, se confirmó que la barra 3 era la que tenía las fuentes de contaminación armónica a ambas frecuencias consideradas. Los respectivos valores de las fuentes de corriente se calcularon con el cociente

$(P_3^h + j \cdot Q_3^h) / V_3^h$, donde h es el orden armónico.

En la Fig. 3, se muestran los resultados de los cálculos correspondientes a una de las fuentes de contaminación insertadas ex profeso en el modelo de este sistema.

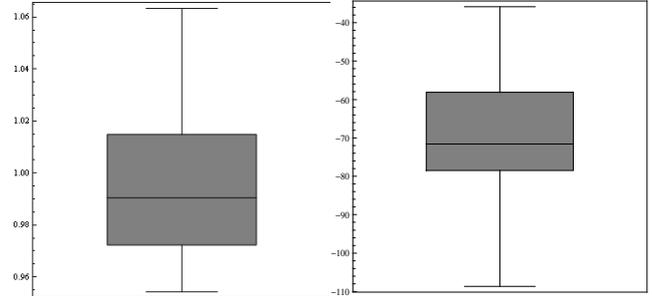


Figura 3. Diagramas de cajas de la amplitud de corriente de quinta armónica de la barra 3 (izq.) y de su ángulo de fase (der.), calculadas con la tensión nodal y las potencias inyectadas correspondientes. Se observa una distribución no sesgada en torno al valor esperado.

Tanto para la fundamental como para las armónicas, la estimación de estado siempre se completó como máximo en 4 iteraciones. Esto depende de los valores iniciales adoptados para el método numérico: en todas las frecuencias, se eligió 0 como valor inicial de todos los ángulos, mientras que el valor inicial de las tensiones se especificó como 1 p. u. para la frecuencia fundamental, y como 0 p. u. para las armónicas.

La dispersión de las amplitudes calculadas es reducida (desvíos estándares del orden del 2 % de la amplitud estimada), aunque la dispersión de los ángulos de fase correspondientes es comparativamente mayor (desvíos estándares del orden de 10°). Sin embargo, se tomó una secuencia de 30 juegos de valores calculados para las fuentes de corriente por medio de aplicaciones sucesivas del proceso de estimación de estado. Sobre estas muestras, se realizaron pruebas de hipótesis χ^2 (ji-cuadrado) de bondad de ajuste a la distribución normal con un nivel de significación del 95 %, por medio de las cuales se pudo confirmar que los valores calculados en estimaciones de estado sucesivas se distribuyen normalmente. Esto implica que es esperable que las secuencias de datos calculados puedan utilizarse para alimentar un filtro temporal [1] con resultados favorables.

V. CONCLUSIONES

En este trabajo, se implementó con éxito un algoritmo de estimación de estado armónico sobre el modelo de un sistema de distribución radial con generación distribuida. Como variables de estado, se plantearon las magnitudes y los ángulos de las tensiones nodales a cada frecuencia. Con los valores estimados de estas variables de estado, se recalcularon los valores estimados como verdaderos para las potencias inyectadas en cada nodo. A partir de estos datos, para todas las frecuencias armónicas, se calcularon con razonable exactitud los valores estimados de las amplitudes y los ángulos de fase de las fuentes de corriente armónica.

Con el método adoptado, el proceso numérico de estimación

de estado convergió con razonable velocidad y permitió localizar y cuantificar las fuentes de contaminación armónica que se habían insertado ex profeso en el modelo simulado.

Para la simulación de este sistema, se implementaron algunas simplificaciones que se adaptaron de la literatura y no restringen seriamente el alcance de las conclusiones. Una gran ventaja de haber planteado la estimación de estado para los valores de tensión es que se trabaja con expresiones probadas de la literatura sobre estimación de estado en sistemas de potencia para expresar las mediciones en función de las variables de estado.

Los resultados obtenidos constituyen una referencia para la extensión de este método a fin de localizar y cuantificar fuentes de contaminación armónica en modelos de otros sistemas de distribución con generación distribuida, por ejemplo, en anillo, configuración cuyo estudio también resulta de creciente interés en el ámbito de la ingeniería eléctrica.

REFERENCIAS

- [1] A. Gelb (editor), Applied Optimal Estimation, 12th ed., The M.I.T. Press, 1974
- [2] G. T. Heydt, "Identification of Harmonic Sources by a State Estimation Technique", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, January 1989
- [3] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, New York, John Wiley & Sons, 1996
- [4] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, Power System Analysis, New York, McGraw-Hill, 1994
- [5] IEEE SM 519 - IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. IEEE Industry Applications Society/Power Engineering Society, April 1993
- [6] G. D'Antona, C. Muscas, S. Sulis, "State Estimation for the Localization of Harmonic Sources in Electric Distribution Systems", presentado en el I2MTC 2008 - IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference, Canada, May 12-15, 2008
- [7] G. D'Antona, C. Muscas, S. Sulis, "Localization of Nonlinear Loads in Electric Systems Through Harmonic Source Estimation", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 60, No. 10, October 2011
- [8] J. C. Balda, T. M. Barnes, A. E. Emmanuel, R. J. Ferraro, D. C. Griffith, D. P. Hartmann, W. F. Horton, W. T. Jewell, A. McEachern, D. J. Phileggi, W. E. Reid, "Effects of Harmonics on Equipment", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 2, July 1993
- [9] H. Liao, "Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007
- [10] Y. Zhao, J. Li, D. Xia, "Harmonic source identification and current separation in distribution systems", Electrical Power and Energy Systems 26, 2004, pages 1-7
- [11] W. A. Omran, H. S. K. El-Goharey, M. Kazerani, M. M. A. Salama, "Identification and Measurement of Harmonic Pollution for Radial and Nonradial Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, July 2009
- [12] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, "Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 2, April 1999
- [13] M. Piumetto, J. C. Gómez Targarona, "Integración de la generación distribuida en una empresa distribuidora en el nivel de MT: su impacto, regulación y respuesta de la red", presentado en el Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, Buenos Aires, 2010
- [14] N. R. Watson, J. Arrillaga, "Review: Harmonics in large systems", Electric Power Systems Research 66, 2003, pages 15-29
- [15] C. Reineri, M. Florit, D. Adorni, "Un aporte para la determinación de responsabilidades en la contribución a la distorsión armónica en el punto de acoplamiento común", presentado en el Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, Buenos Aires, 2002

Diego Martín Ferreyra se graduó como Ingeniero Electromecánico por UTN



(Argentina) en 2003. Es miembro del Centro de Investigación, Desarrollo y Ensayo de Máquinas Eléctricas (CIDEME) desde 1999 y responsable del Grupo de Investigación sobre Energía (GISENER) desde 2010. Ambos grupos funcionan en la Fac. Reg. San Francisco de UTN, donde el Ing. Ferreyra es profesor de ingeniería electromecánica. Sus investigaciones están orientadas a las máquinas eléctricas y la calidad de potencia.

Ana Carina Sarmiento se graduó como Ingeniera en Sistemas de Información por UTN (Argentina) en 2001. Desde 2011, es miembro del Grupo de Investigación sobre Energía (GISENER), de la Fac. Reg. San Francisco de la UTN, donde realiza tareas de apoyo en investigaciones sobre energía eléctrica. La Ing. Sarmiento también es profesora de materias básicas de cuatro carreras de ingeniería en la Fac. Reg. San Francisco de la UTN.



Claudio Ariel Reineri se graduó como Ingeniero Mecánico Electricista por UNRC (Argentina) en 1990 y obtuvo su doctorado en Ingeniería Industrial en UPV (España) en 2000. Es miembro del Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia (IPSEP) de la Fac. de Ingeniería de UNRC desde 1992. Las investigaciones del Dr. Reineri, profesor de ingeniería eléctrica en UNRC, se orientan a calidad de potencia y protecciones de los sistemas de distribución.



APORTES PARA LA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA EN REDES ELÉCTRICAS

Autores: Diego M. Ferreyra⁽¹⁾, Alejandro D. Gudiño⁽²⁾

GISEner (Grupo de Investigación Sobre Energía), Facultad Regional San Francisco de la Universidad Tecnológica Nacional, San Francisco (Prov. de Córdoba), Argentina

⁽¹⁾ dferreyra@sanfrancisco.utn.edu.ar; ⁽²⁾ aleg_electromecanica@hotmail.com

Resumen

En las redes eléctricas, la distorsión armónica es un parámetro de calidad de energía de régimen permanente que se debe supervisar debido a sus efectos negativos sobre las cargas sensibles. La distorsión armónica de la tensión en cualquier punto de la red de una empresa distribuidora está directamente relacionada con la no linealidad de las corrientes consumidas por sus usuarios. Sin embargo, en el punto de conexión de un usuario dado, no es trivial determinar si la responsabilidad por la contaminación armónica local es del usuario o si es del resto de la red. A fin de establecer dicha responsabilidad, existen criterios convencionales; el que se aplica localmente es relativamente sencillo de implementar, pero se ha demostrado que puede generar imputaciones erróneas de responsabilidad. En este trabajo, se tomaron mediciones a los bornes de una carga claramente distorsionante; los resultados se evaluaron con el criterio vigente en la normativa y con otro criterio alternativo propuesto en la literatura. Se proporciona así un aporte cuantitativo para la revisión del criterio vigente y para la eventual propuesta de su reemplazo.

Palabras clave

calidad de energía, calidad de potencia, contaminación armónica, distorsión armónica, imputación de responsabilidades

Introducción a la contaminación armónica

Idealmente, las tensiones y corrientes de las redes eléctricas deberían presentar formas de onda sinusoidales. Sin embargo, en el funcionamiento normal de las redes eléctricas reales, las formas de onda de tensiones y corrientes siempre distan en algún grado de una senoide. Dicho apartamiento se denomina distorsión armónica, por la posibilidad de expresarlo en función de componentes armónicas. La manifestación de esta distorsión en las tensiones y corrientes de una red eléctrica implica que en ella exista contaminación armónica (Gómez Targarona, 2005; Ferreyra *et ál.*, 2012; Ferreyra, 2014).

Según el análisis de Fourier, cualquier función periódica de período T puede representarse por medio de la sumatoria de suficientes funciones sinusoidales, una de frecuencia fundamental y otras de frecuencias armónicas. En la Fig. 1, se muestra un ejemplo elemental de descomposición de una forma de onda en su fundamental más una componente armónica.

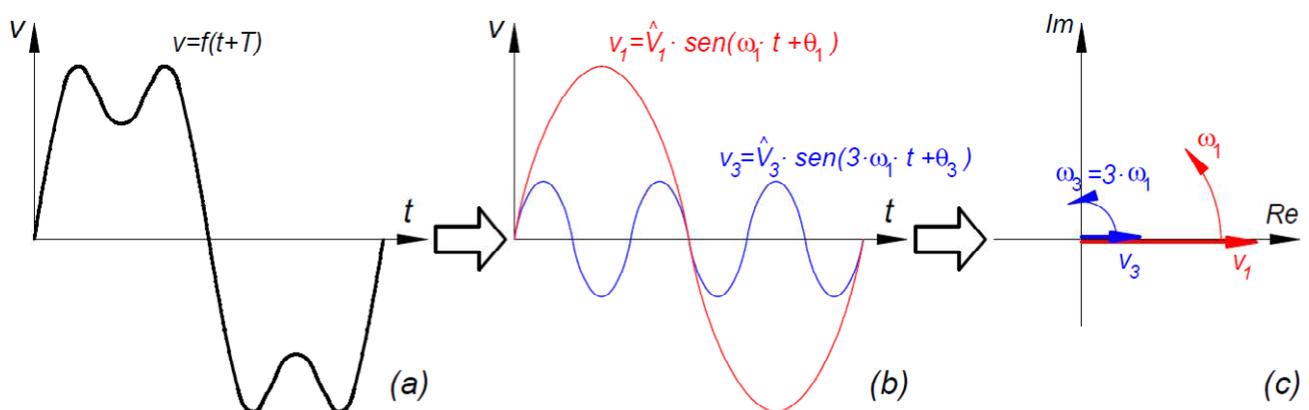


Figura 1. Descomposición de una forma de onda de tensión periódica (a) en su fundamental más una componente armónica de tercer orden (b) y su representación fasorial (c)

En el ejemplo, la armónica v_3 tiene una frecuencia angular ω_3 igual al triple de la frecuencia ω_1 de la fundamental v_1 . Tanto la fundamental como la armónica representadas tienen sus respectivos ángulos de fase θ_1 y θ_3 que, para este caso, se han definido como nulos.

Una carga lineal se define como aquella cuya corriente refleja exactamente la forma de onda de la tensión que se le aplica. En contraposición, las cargas no lineales son aquellas cuya forma de onda de corriente se aparta de la forma de onda de la tensión aplicada a sus bornes. En las redes eléctricas reales, todas las cargas presentan algún grado de no linealidad, aunque algunas pueden considerarse prácticamente lineales.

Entre las cargas no lineales, se distinguen algunas que atenúan la distorsión armónica, o sea que el nivel de distorsión armónica de su corriente es menor al de una carga lineal sometida a la misma tensión; tales cargas resultan inocuas, o hasta beneficiosas, en cuanto a la contaminación armónica de la red eléctrica que las alimenta. En cambio, otras cargas no lineales resultan contaminantes porque magnifican la distorsión armónica en la red que las alimenta, debido a que consumen corrientes más distorsionadas que una carga lineal en las mismas circunstancias.

A pesar de esta clasificación, si se toman mediciones de tensión y corriente en el punto donde una distribuidora alimenta a un usuario, no resulta trivial determinar si la carga del usuario es contaminante y empeora la contaminación armónica de la red de la distribuidora o si, por el contrario, el usuario está recibiendo una tensión ya distorsionada de la red que lo alimenta.

Criterios de imputación de responsabilidades

En la normativa de nuestro país (ENRE, 1997; ENRE, 2000; Cáceres *et ál.*, 2010), rige un criterio específico para establecer si un usuario es responsable por la distorsión armónica de la tensión en su punto de conexión a la red, o bien si la responsabilidad recae sobre la empresa distribuidora de energía. Según este criterio, para cada orden armónico h , si la potencia armónica activa P_h fluye desde el usuario hacia la distribuidora y se supera el máximo admisible para esa corriente armónica, se considera responsable al usuario; si dicha potencia armónica P_h fluye en sentido inverso, se imputa la responsabilidad a la distribuidora. Sin embargo, se ha demostrado que este criterio resulta injusto debido a los “falsos positivos” que surgen (Reineri *et ál.*, 2002).

Según dicha normativa, para comprobar si un usuario está produciendo contaminación armónica por encima de los límites fijados, se prevé que la distribuidora realice las mediciones trifásicas necesarias en el punto de suministro. Durante el período de medición, se registran en intervalos de 10 minutos las tensiones armónicas, las intensidades de las corrientes armónicas y los correspondientes ángulos de desfase entre ellas; con estos datos, se determina la potencia activa de cada armónica. Los límites de corrientes armónicas asignados a un usuario se estipulan para cada orden armónico y, según el nivel de tensión, se determinan en proporción a su potencia (corriente) contratada. Para el caso analizado en este trabajo, se aplican los límites para usuarios con tarifas T2, fijados como valores porcentuales respecto de la corriente demandada por el usuario, obtenida a su vez de la potencia contratada, considerando un factor de potencia de 0,85.

Existen estudios que proponen otros criterios diferentes para cuya aplicación se debe obtener una impedancia equivalente tanto de la fuente (la distribuidora) como de la carga (el usuario) (Chen *et ál.*, 2004). Sin embargo, si bien esto permite asignar más claramente las responsabilidades por distorsión armónica, tales impedancias por lo general no pueden determinarse con suficiente certeza como para que los resultados puedan tomarse como concluyentes.

Un criterio alternativo consiste en la denominada separación de corrientes (Chandra *et ál.*, 2003; Srinivasan *et ál.*, 1998): a partir de los fasores de tensión y corriente de frecuencia fundamental V_1 e I_1 , se calcula el siguiente valor de impedancia que luego se aplica como referencia a los fasores correspondientes a cada frecuencia armónica:

$$Z_{ref} = \frac{V_1}{I_1} \quad (1)$$

Si la relación tensión-corriente V_h/I_h a un orden armónico h dado responde exactamente en amplitud y ángulo a dicha impedancia de referencia, se considera que no hay influencia mutua, es decir, se trata de una situación límite. Si, para la tensión armónica V_h presente, la corriente armónica I_h es mayor a la que dictaría esta proporción, se considera que el usuario es

responsable por la distorsión armónica; si la corriente es menor, implicaría que es la distribuidora la responsable. En términos más concretos, para cada frecuencia, dada la tensión armónica $V_h \angle \theta_h$ se proponen los siguientes conceptos de corriente conforme I_{hc} y corriente no conforme I_{hnc} :

$$I_{hc} = \frac{V_h}{Z_{ref}} \angle [\theta_h + h \cdot (\phi_1 - \theta_1)] \quad (2)$$

$$I_{hnc} = I_h - I_{hc} \quad (3)$$

Si se suman las corrientes conformes que resultan de la aplicación de (2) a todos los órdenes armónicos, se obtiene una corriente con igual forma de onda que la tensión, aunque desplazada un ángulo de fase igual a la diferencia entre corriente y tensión de frecuencia fundamental. Esto responde a una carga ficticia de referencia con comportamiento mixto entre resistencia pura (amplitudes invariables con la frecuencia) y una inductancia pura (ángulos de fase variables linealmente con la frecuencia). Por otro lado, las corrientes no conformes que se obtienen con (3) son las que se pueden evaluar para determinar la responsabilidad en cuestión.

Para todos estos criterios, los análisis se realizan siempre de a una frecuencia armónica por vez, o sea que se admite la validez del principio de superposición, al menos convencionalmente. Así, para un grupo dado de frecuencias, el responsable de la distorsión armónica podría ser el usuario y, para otras, la responsabilidad podría recaer sobre la distribuidora. Esta situación mixta es bastante factible cuando hay múltiples cargas en un mismo punto de interconexión.

En todos los casos, previendo los límites de corrientes armónicas, cabe la posibilidad de que un usuario considerado contaminante solicite incrementar su potencia contratada a fin de diluir tal imputación de responsabilidad. En la práctica, aun cuando para el usuario el costo de esta acción cubriera las penalizaciones, todo aumento en la demanda implicaría un acuerdo entre usuario y distribuidora que primero requiere la aprobación de esta. Ante un incremento en la potencia contratada, la distribuidora debería redimensionar la red de distribución de manera tal que efectivamente se admitirían los niveles de contaminación originalmente inyectados por el usuario.

Mediciones y cálculos

Para las mediciones, se usó un analizador de calidad de energía METREL modelo Power Quality Analyser-Plus MI 2292, con una precisión de $\pm 0,5\%$ de la lectura para las magnitudes medidas. Se realizaron grabaciones de 2 segundos (unos 100 ciclos a frecuencia industrial) de las formas de onda de las tensiones y corrientes de las tres fases. Dada la frecuencia de muestreo del equipo, unos 3,2 kHz, se obtuvieron 128 valores instantáneos por cada ciclo de frecuencia industrial. Los datos se descargaron y luego se procesaron numéricamente fuera de línea.

Si bien el instrumento puede registrar armónicas hasta el orden 63, se contempló solo hasta el 41 a fin de manejarse dentro del rango de precisión estipulado; también, porque, según la normativa, el THD se calcula con armónicas de hasta el orden 40 y las de órdenes superiores habitualmente no tienen gran incidencia en las redes de distribución.

Se tomaron mediciones a la entrada de un variador de frecuencia, ya que el rectificador trifásico allí dispuesto constituye una reconocida carga no lineal distorsionante, fuente de contaminación armónica. El variador se alimentó desde la red, a escasa distancia eléctrica del secundario de un transformador de distribución estándar (IRAM 2250) de 400 kVA de potencia nominal, dedicado a la instalación donde se hizo la medición.

El variador se utilizó en su configuración de 380 V, con 142 A de corriente nominal de entrada, accionando un motor de 105 A de corriente nominal. La corriente eficaz promedio consumida por el variador durante el período de medición considerado fue de 116,20 A (mín. 113,52 A, máx. 118,34 A), es decir que funcionó aproximadamente a un 80 % de carga. La tensión de fase promedio aplicada a cada una de las tres fases de la entrada del variador fue de 221,36 V (mín. 220,48 V, máx. 222,10 V).

En la Fig. 1, se aprecian la disposición para la medición y los datos nominales del variador y del motor.



Figura 1. (a) Montaje para las mediciones. (b) Datos nominales del variador de frecuencia medido. (c) Datos nominales del motor accionado por el variador de frecuencia.

En la Fig. 2, se muestra un ciclo de la tensión de una fase y su espectro armónico en frecuencia. El THD de 4,1 % que se indica es razonable para la situación planteada: como referencia, la normativa prevé penalizar a la distribuidora si es superior al 8,0 % el percentil 95 de los valores medios de una serie de mediciones tomadas en períodos de 10 min durante una semana.

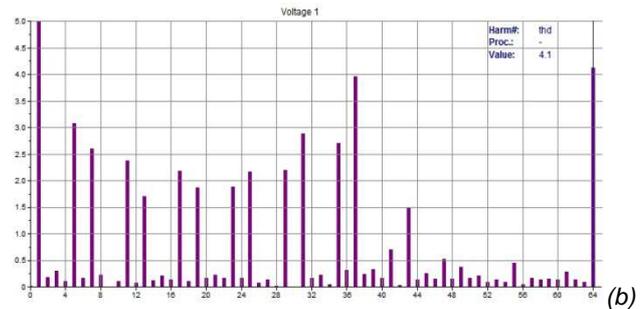
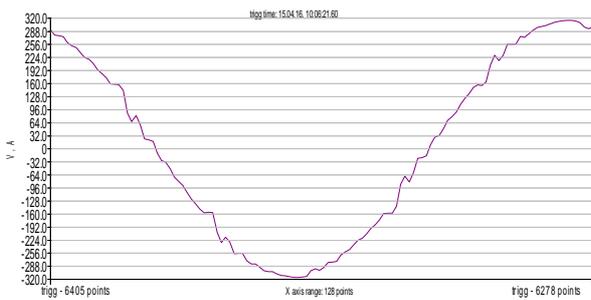


Figura 2. Un ciclo de tensión en la fase “1”. (a) Forma de onda. (b) Espectro en frecuencia.

En la Fig. 3, se ve un ciclo de la corriente homóloga a la tensión antes presentada, también con su espectro armónico en frecuencia. Naturalmente por la carga de que se trata, y como es de esperar con la forma de onda observada, el THD de 33,4 % es notoriamente superior al de la tensión.

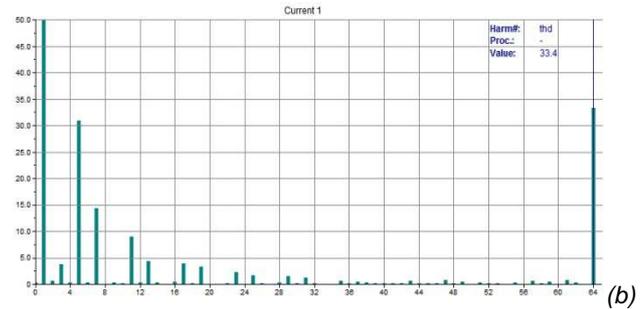
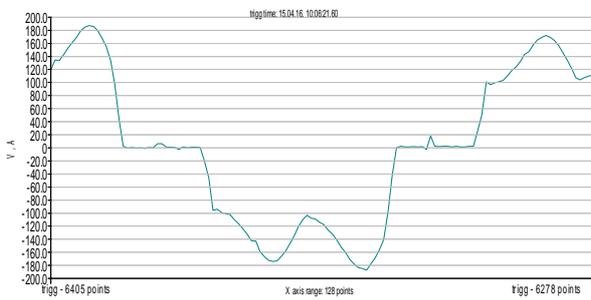


Figura 3. Un ciclo de corriente en la fase “1”. (a) Forma de onda. (b) Espectro en frecuencia.

Las mediciones (3 tensiones y 3 corrientes) se procesaron de la siguiente manera:

Paso 1: se seleccionó un período completo de la frecuencia fundamental (128 puntos de medición instantánea a la frecuencia de muestreo).

Paso 2: se aplicó la transformada discreta de Fourier para obtener los fasores de las componentes armónicas $V_h \angle \theta_h$ de las tensiones e $I_h \angle \phi_h$ de las corrientes.

Paso 3: se verificaron armónicas pares tan reducidas que se despreciaron ($|V_h| \leq 0,5 \% |V_1|$, $|I_h| \leq 0,5 \% |I_1|$), al igual que el valor de corriente continua. Ambas condiciones son habituales en redes eléctricas industriales, aunque esta simplificación es especial, ya que la normativa contempla todas las armónicas entre orden 2 y 40 para los cálculos. Con el mismo criterio, se despreciaron las triples, aunque la de orden 3 tenía casi un 2,5 % de incidencia en corriente.

Paso 4: para las tensiones y corrientes de cada orden armónico, se obtuvieron las componentes de secuencia cero ("0"), positiva ("+") y negativa ("-"). Se verificaron desequilibrios reducidos (p. ej., $|V_{5(-)}| \leq 10 \% |V_{5(+)}|$), por lo que se continuó el análisis solo para la secuencia característica de cada orden armónico (p. ej., negativa para la 5.^a, positiva para la 7.^a, etc.).

Paso 5: se obtuvo la impedancia ficticia de referencia con las componentes de secuencia positiva de la frecuencia fundamental de la tensión y la corriente $Z_{ref} = V_1/I_1$.

Paso 6: para cada orden armónico, se obtuvo la corriente conforme I_{hc} según (2)

Paso 7: para cada orden armónico, se obtuvo la corriente no conforme I_{hnc} según (3)

Resultados

En la Tabla 1, se presentan los resultados de aplicar ambos criterios a las mediciones:

Tabla 1: Resultados obtenidos y aplicación de criterios de imputación de responsabilidades

h	Sec.	V_h $\angle\theta_h$	I_h $\angle\phi_h$	$ I_{hmáx} $	P_h	Q_h	Criterio ENRE.	$I_{hc}\angle\phi_{hc}$	$I_{hnc}\angle\phi_{hnc}$	Criterio separac.	Crit. sep. + $ I_{hmáx} $
1	+	221,2 <20,3	108,5 <14,5		23 869	2411		108,5 <14,5			
5	-	3,103 <-172,4	31,02 <-125,4	17,04	65,61	-70,43	-	1,521 <-201,2	30,68 <-122,6	X	X
7	+	2,312 <53,3	14,13 <169,0	12,07	-14,17	-29,43	x	1,133 <12,9	15,17 <170,7	X	X
11	-	2,251 <-100,1	9,210 <4,5	6,106	-5,215	-20,07	x	1,104 <-163,5	10,29 <5,8	X	X
13	+	1,554 <132,3	4,833 <-127,7	4,260	-1,311	-7,396	x	0,7619 <57,3	5,593 <-127,0	X	X
17	-	1,920 <-12,0	4,318 <101,1	3,834	-3,248	-7,627	x	0,9413 <-110,0	5,146 <95,7	X	X
19	+	1,840 <-156,1	3,470 <-39,7	2,698	-2,843	-5,715	x	0,9020 <-265,7	4,147 <-48,7	X	X
23	-	1,852 <81,2	2,831 <-168,0	2,272	-1,866	-4,900	x	0,9081 <-51,5	3,336 <177,9	X	X
25	+	1,990 <-59,2	2,236 <56,1	2,272	-1,896	-4,025	-	0,9755 <-203,4	2,599 <34,4	X	-
29	-	2,087 <163,4	1,641 <-82,0	1,263	-1,429	-3,113	x	1,023 <-3,9	1,745 <-117,0	X	X
31	+	2,628 <18,0	1,455 <151,2	1,200	-2,619	-2,786	x	1,288 <-160,8	1,125 <93,0	X	X
35	-	2,782 <-157,9	0,9993 <5,2	1,095	-2,659	-0,8095	-	1,364 <-359,8	0,3781 <167,0	-	-
37	+	3,762 <48,5	1,071 <-118,2	1,052	-3,920	0,9314	x	1,844 <-165,0	1,358 <-20,1	-	-

En "h", se indican los órdenes armónicos y en "Sec.", la secuencia preponderante, "+" o "-" según el caso. En " $V_h\angle\theta_h$ ", están los fasores de las tensiones armónicas y en " $I_h\angle\phi_h$ ", los de las corrientes armónicas. En " $|I_{hmáx}|$ ", se da el valor máximo admitido según la normativa para la corriente de ese orden armónico, tomando como referencia la corriente nominal del variador en esa configuración, 142 A. Luego, " P_h " y " Q_h " son potencias armónicas activas y reactivas. En

“Criterio ENRE”, se da el resultado del criterio vigente, donde una “x” implica que se responsabiliza al usuario. En “ I_{hc} ” y “ I_{hnc} ”, se detallan las corrientes conforme y no conforme a cada frecuencia. En la columna “Criterio separac.”, se indica el resultado del criterio alternativo considerado. En la última columna, “Crit. sep. + $|I_{hmáx}|$ ”, se agrega a este criterio alternativo el resultado de la verificación con “ $|I_{hmáx}|$ ”.

Conclusiones

En este trabajo, se midieron tensiones y corrientes a bornes de una carga muy contaminante en cuanto a armónicas, como es un rectificador trifásico industrial. Para determinar responsabilidades de contaminación armónica, se aplicaron dos criterios: el vigente en la normativa, basado en el sentido de las potencias activas armónicas y en los límites de corrientes armónicas; y un criterio alternativo tomado de la literatura, que propone la separación de una corriente conforme de una no conforme, diferenciadas por medio de una convención específica. Con este criterio alternativo, incorporando los límites de corrientes armónicas, se imputó a la carga como responsable para todos los órdenes armónicos hasta el 31 inclusive, salvo el 25. Con el criterio vigente en la normativa, se tuvieron las mismas imputaciones, pero se eximió a la carga de responsabilidad en la quinta armónica, justamente la de mayor nivel después de la fundamental y claramente originada en la carga. Esto aporta una prueba de la necesidad de revisar y eventualmente reemplazar el criterio vigente por otro más fiable, ya sea el alternativo propuesto u otro similar.

Agradecimientos

Los autores agradecen al grupo de la UTN Fac. Reg. San Francisco CIDEME (Cálculo, Investigación, Desarrollo y Ensayo de Máquinas Eléctricas) por brindar los medios para realizar las mediciones; y al IPSEP (Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia) de la Fac. de Ing. de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC) por brindar recursos de software. Este trabajo se financió parcialmente con el PID (Proyecto de Investigación y Desarrollo) “Evaluación de una metodología para la imputación de responsabilidades por la contaminación armónica en redes de baja tensión”, desarrollado en la Facultad Regional San Francisco de la UTN, homologado por Rectorado de UTN con el código ENUTNSF0002234.

Referencias

- R. Cáceres, R. Correa, E. Cordero, “Desarrollo de la normativa para el control de perturbaciones (flicker y armónicas) correspondientes al producto técnico (Etapa 2) en la provincia de Mendoza, Argentina”, CIDEL 2010, Buenos Aires, 2010
- A. Chandra, B. Mbang, K. Srinivasan, B. N. Singh, P. Rastgoufard, “A Method of Implementation of Separating Customer and Supply Side Harmonic Contributions Using an Active Filter”, May 2003
- C. Chen, X. Liu, D. Koval, W. Xu, T. Tayjasanant, “Critical Impedance Method. A New Detecting Harmonic Sources Method in Distrib. Systems”, IEEE Trans. Pow. Del., Vol. 19, No. 1, Jan. 2004
- ENRE, Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, “Base Metodológica para el control de la emisión de perturbaciones. Producto técnico. Etapa 2”, Resolución ENRE N° 99/1997
- ENRE, Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, “Base metodológica para el control de la calidad del producto técnico”, Resolución ENRE N° 184/2000
- D. Ferreyra, A. Gudiño, “Calidad de energía: Medición de armónicas de tensión en una instalación urbana”, Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional, 2012, http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/medicion_armonicasy_tension.pdf
- D. Ferreyra, “Implementación de técnicas de estimación de estado armónico en sistemas eléctricos de distribución”, Tesis de Maestría en Cs. de la Ing., Fac. de Ingeniería UNRC, 2014
- J. C. Gómez Targarona, Calidad de Potencia: para usuarios y empresas eléctricas, Buenos Aires (Argentina), Edigar, 2005
- C. Reineri, M. Florit, D. Adorni, “Un aporte para la determinación de responsabilidades en la contribución a la distorsión armónica en el punto de acoplamiento común”, CIDEL ARGENTINA 2002, Buenos Aires, 2002
- K. Srinivasan, R. Jutras, “Conforming and Non-Conforming Current for Attributing Steady State Power Quality Problems”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, Jan. 1998

Phasor Formulation Proposal for a Harmonic Pollution Responsibility Allocation Criterion

D. M. Ferreyra and C. A. Reineri

Abstract— In power distribution engineering, several methods have been proposed to determine whether the user or the utility are accountable for harmonic pollution in their point of common coupling. In this work, an improvement proposal is made specifically for one of these criteria for harmonic pollution responsibility allocation. In the original criterion, a “pseudoimpedance” is conventionally defined and a non-conforming current phasor is separated from a conforming current phasor for each harmonic order. The non-conforming current phasors and the direction of the active harmonic powers are then assessed for each harmonic order. In the reformulation put forward in this work, the amplitude ratio between each non-conforming current and its corresponding conforming current is proposed as a means to assess harmonic pollution responsibility: larger-than-limitations imply user responsibility, whereas lower-than-limit ratios attribute responsibility to the utility. To this effect, a limit value is calculated for each harmonic order based on the phase angle between the measured current phasor and the conforming current phasor. With this phasor-oriented approach, the proposed modification proves a systematic method for the criterion to supply fair responsibility allocations.

Keywords— harmonic analysis, power system harmonics, harmonic distortion, accountability for harmonic pollution, harmonic source identification.

I. INTRODUCCIÓN

EN cada nodo de una red eléctrica, puede describirse la distorsión armónica de sus tensiones con su tasa de distorsión armónica (THD, por sus siglas en inglés), con sus espectros en frecuencia, o bien con otros valores o representaciones. En todos los casos, la pregunta central en calidad de energía es si la distorsión armónica medida en tales tensiones es responsabilidad del usuario allí conectado, o si es producida por el resto de la red (o sea, si es responsabilidad de la empresa distribuidora de energía) [1] [2] [3].

Existen diversos criterios para dirimir esta responsabilidad [4] [5] en un nodo que constituya el punto de acoplamiento común (PCC, por sus siglas en inglés) entre un usuario y la red. Al tomar mediciones en un nodo por vez, es difícil contar en simultáneo con información precisa sobre el resto de la red que permita estimar razonablemente a cada frecuencia armónica la impedancia equivalente de la red o del usuario. Este detalle es importante, ya que muchos de los criterios que aquí se enumeran utilizan las mediciones realizadas en el nodo a fin de deducir o estimar valores o disposiciones adicionales sobre el resto de la red. La mayor falencia que puede presentar

un criterio de este tipo es arrojar un “falso positivo”, es decir, imputar incorrectamente una responsabilidad por contaminación armónica, ya sea inculcando al usuario o a la empresa distribuidora [2].

Tal falibilidad de estos criterios de imputación de responsabilidad por contaminación armónica implica un impacto monetario, ya que las normativas de calidad de energía prevén penalizaciones económicas u operativas para los usuarios o para la empresa distribuidora [2] [8] [9].

En este trabajo, se realiza una propuesta superadora sobre la formulación de uno de los criterios propuestos en la literatura, a fin de fortalecer su planteo y conseguir resultados más sistemáticos. El trabajo se organiza de la siguiente manera: en la Sección II, se enumeran las características de las principales familias de criterios en uso o propuestos en la literatura. En la Sección III, se reformula específicamente el criterio por desagregación de corrientes conforme y no conforme, objeto del presente estudio. Finalmente, en la Sección IV, se detallan las conclusiones y el potencial del desarrollo aquí presentado.

II. IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA

En esta sección, se enumeran criterios para imputar responsabilidad por contaminación armónica en un nodo de una red eléctrica, ya sea vigentes en alguna normativa, o bien propuestos en la literatura [2] [4] [5].

En todos los casos, se considera un PCC donde se mide una tensión eficaz V y una corriente eficaz I que se deriva hacia la carga conectada en ese punto, o bien que es inyectada, por ejemplo, por una fuente de generación distribuida. Esto implica dos posibilidades: que la energía activa a frecuencia fundamental fluya desde la red hacia el usuario, o viceversa. Con un análisis de componentes armónicas de tensión y de corriente, a base de la transformada discreta de Fourier, se obtienen todos los fasores armónicos de tensión y de corriente para los órdenes armónicos de interés.

Todos los criterios implican la evaluación individual de valores para todas las frecuencias, para lo cual se admite la validez del principio de superposición. Se acota el presente estudio a mediciones individuales, sin contemplar las variaciones temporales de las magnitudes armónicas. Las mediciones se consideran realizadas en períodos de razonable estabilidad, incluso con la posibilidad de promediarlas e integrarlas en períodos de tiempo relativamente extensos, como los 10 minutos previstos habitualmente en la normativa de calidad de energía para la evaluación del percentil 95 [8] [9] [10] [11].

D. M. Ferreyra, Universidad Tecnológica Nacional, San Francisco (Córdoba), Argentina, dferreyra@sanfrancisco.utn.edu.ar

C. A. Reineri, Universidad Nacional de Río Cuarto, Río Cuarto (Córdoba), Argentina, creineri@ing.unrc.edu.ar

A. Correlación entre tasas de distorsión armónica

En un nodo de una red eléctrica, hay correlación entre la THD de las tensiones y la THD de las corrientes totales inyectadas o salientes en dicho nodo. Esta afirmación es válida para otros índices globales de distorsión [1] [2] [3].

Por lo general, esta correlación es positiva: la THD de las tensiones se incrementa con la THD de las corrientes. Pero no puede aseverarse cuál es la relación de causalidad, o sea que no puede afirmarse que la distorsión de las corrientes sea la causante de la distorsión de las tensiones y, viceversa, la distorsión de las tensiones no necesariamente es siempre causa de la distorsión de las corrientes consumidas. Si bien existe correlación, la causalidad resulta demasiado incierta como para tomarla de base para un criterio de imputación de responsabilidades de este tipo. De todos modos, cabe mencionarla por su visibilidad sencilla e intuitiva en cualquier análisis de propagación de contaminación armónica [2].

B. Correlación entre amplitudes de armónicas homólogas

Para cada nodo de una red eléctrica, de modo similar a lo planteado para la THD, existe una correlación positiva entre componentes armónicas homólogas de tensión y corriente. Esto puede evaluarse de manera gráfica para todas las armónicas con los espectros en frecuencia correspondientes de tensión y de corriente. Sin embargo, no puede asegurarse que el incremento en la amplitud de una armónica de tensión sea causada específicamente por el incremento de la amplitud de la armónica homóloga de la corriente relacionada, y viceversa. Existe cierta correlación, por lo general algo mayor que en el caso de la THD, pero no puede establecerse una relación de causalidad, al menos no de manera plena y unívoca [2].

C. Dirección de la potencia armónica activa

En este criterio, para cada frecuencia, se establece responsabilidad por contaminación armónica en función de la dirección de la potencia armónica activa en el PCC. Para cada frecuencia armónica, se responsabiliza al usuario si la potencia armónica activa fluye del usuario a la red, siempre que la magnitud relativa de la armónica de corriente supere cierto umbral convencional. Viceversa, si tal potencia fluye de la red al usuario, se considera a la red como responsable por la contaminación armónica presente en el PCC [7] [8] [9].

Aunque este criterio está extendido y se ha adoptado en algunas normativas, se demostró que es poco confiable por ser propenso a los falsos positivos, por lo general inculpando injustamente al usuario. Incluso adoptando la potencia armónica reactiva en lugar de la activa, se llega a condiciones necesarias pero no suficientes de responsabilidad [12] [13].

D. Por estimación de impedancias de red y de carga

En función de las mediciones tomadas y de la información conocida previamente o estadísticamente sobre la red, pueden estimarse las impedancias equivalentes de la red y de la carga en el PCC para cada frecuencia armónica. Así se pueden calcular los parámetros de fuentes de corriente armónica equivalentes que permiten cumplir con los valores medidos en el PCC. También permiten corregir el alcance del criterio de la dirección de la potencia armónica activa. A este fin, existen

diversos criterios propuestos en la literatura pero su problema es que los valores que se estiman no son sencillos de obtener y no siempre resultan lo suficientemente certeros como para constituir la base de criterios completamente efectivos [14] [15] [16] [17] [18] [19].

E. Por desagregación de corrientes conforme y no conforme

Para aplicar este criterio [20] [21], se introduce un concepto convencional que puede denominarse “seudoimpedancia” y que implica cierta previsibilidad y repetibilidad para cada una de las frecuencias armónicas. Lo más importante de este criterio es que se basa exclusivamente en las mediciones tomadas en el PCC de interés, sin requerir estimaciones de parámetros adicionales.

Tal pseudoimpedancia se determina convencionalmente a partir de las componentes de frecuencia fundamental de la tensión y la corriente medidas en el PCC:

$$Z_{ref} = \frac{V_1}{I_1} \quad (1)$$

donde:

- V_1 : fasor de frecuencia fundamental de la tensión V
- I_1 : fasor de frecuencia fundamental de la corriente I

Para cada uno de los h órdenes armónicos de las dos magnitudes, se puede obtener una corriente convencionalmente denominada “conforme”:

$$I_{hc} = \frac{V_h}{Z_{ref}} \quad (2)$$

donde:

- V_h : fasor del orden armónico h de la tensión V
- I_{hc} : fasor de la corriente conforme de orden armónico h

Este fasor de corriente conforme I_{hc} expresa la corriente que se establecería a esa frecuencia si la carga respondiera exactamente a la tensión V_h según la relación Z_{ref} . En cuanto a amplitudes, este comportamiento se puede asimilar al de una carga ficticia cuya impedancia presenta el mismo valor absoluto para todas las frecuencias armónicas. En lo que respecta a ángulo de fase, este comportamiento implica que el ángulo entre cada fasor de tensión y cada fasor de corriente conforme resulta invariable con la frecuencia.

Dada la tensión armónica $V_h \angle \theta_h$, se puede ampliar esta definición proponiendo los siguientes conceptos completos de corriente conforme I_{hc} y corriente no conforme I_{hnc} :

$$I_{hc} = \frac{|V_h|}{|Z_{ref}|} \angle \theta_h + h \cdot (\phi_1 - \theta_1) \quad (3)$$

$$I_{hnc} = I_h - I_{hc} \quad (4)$$

donde:

- θ_h : ángulo de fase de la tensión armónica V_h

- θ_1 : ángulo de fase de la tensión fundamental V_1
- ϕ_1 : ángulo de fase de la corriente fundamental I_1
- I_h : fasor de corriente medida para el orden armónico h
- I_{hnc} : fasor de la corriente no conforme de orden armónico h

Al aplicar (3) a todos los órdenes armónicos, se obtienen las corrientes conformes a todas las frecuencias. Sumándolas fasorialmente, se obtiene una corriente con igual forma de onda que la tensión y desplazada un ángulo de fase igual a la diferencia entre la corriente y la tensión de frecuencia fundamental. Esta corriente conforme total responde a una carga ficticia de referencia, con amplitudes invariables con la frecuencia y con ángulos de fase idénticos para todas las frecuencias. De igual manera, todas las corrientes no conformes que se calculan con la expresión (4), una resta de fasores, pueden luego sumarse fasorialmente para obtener una corriente no conforme total. Adoptando H como el mayor orden armónico considerado, se pueden definir la corriente conforme total I_c y la corriente no conforme total I_{nc} :

$$I_c = \sum_{h=2}^H I_{hc} \quad (5)$$

$$I_{nc} = \sum_{h=2}^H I_{hnc} \quad (6)$$

Como ejemplo, se muestran en la Fig. 1 las formas de onda de una corriente tomada por una carga distorsionante y de la tensión de fase correspondiente [22].

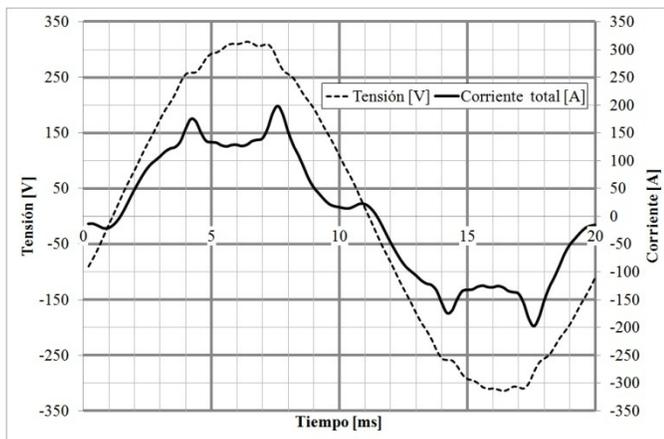


Figura 1. Formas de onda de una corriente tomada por una carga distorsionante y de la tensión de fase correspondiente

Esta Fig. 1 se traza sumando hasta el orden armónico 25 las componentes de tensión y de corriente medidas a los bornes de un convertidor de frecuencia industrial, en una instalación de 380 V de tensión nominal y 50 Hz de frecuencia nominal. Dado que estos equipos presentan como interfaz a la red un rectificador trifásico de 6 pulsos, se trata de un clásico caso de una carga altamente contaminante [1] [2] [23], propensa a resultar responsable de la contaminación armónica a sus bornes, el PCC con la red.

En la Fig. 2, se muestra superpuesta la forma de onda de la corriente total con las formas de onda de la corriente conforme total I_c y de la corriente no conforme total I_{nc} .

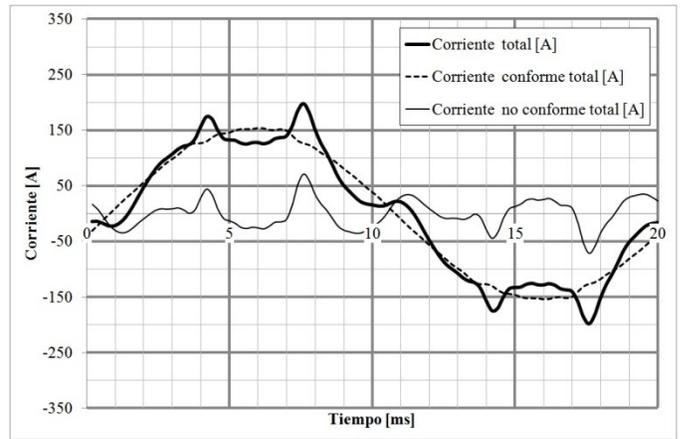


Figura 2. Formas de onda de las corrientes total, conforme total y no conforme total de la carga de la figura anterior

Resulta evidente que la corriente conforme tiene una forma de onda equivalente a la de la tensión, salvo por el cambio de escala y unidades, y por un desplazamiento temporal igual a la diferencia en ángulo de fase de V_1 e I_1 como se define en (3). Se evidencia también de manera gráfica que se cumple (4).

III. REFORMULACIÓN DEL CRITERIO DE DESAGREGACIÓN DE CORRIENTES

En algunas publicaciones sobre este criterio, se completa su aplicación con una ponderación de la magnitud y el sentido de las potencias armónicas activas [21]. En este trabajo, se dejan de lado tales potencias armónicas para evitar la problemática ya indicada en la literatura.

Para cada orden armónico, se puede establecer una comparación entre las amplitudes de las corrientes definidas y determinar así tres posibles situaciones según el comportamiento del usuario en relación con la red:

1. Si la amplitud de la componente medida es mayor a la de la componente conforme, es decir $|I_h| > |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, significa que se establece a esa frecuencia una corriente mayor a la que tomaría el usuario si fuera una carga lineal. En este caso, se considera al usuario responsable para esa frecuencia armónica. En la Fig. 3, se ejemplifica sobre el plano complejo un caso de este tipo.

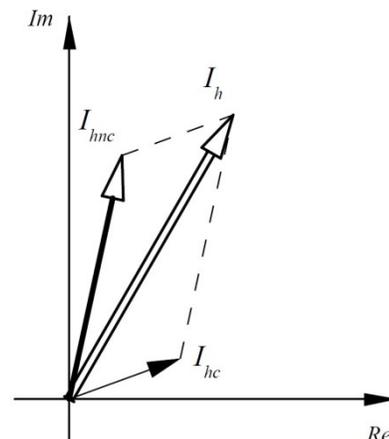


Figura 3. Ejemplo de componente medida de amplitud mayor a la de la componente conforme

2. Si la amplitud de la componente medida es menor a la de la componente conforme, es decir $|I_h| < |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, significa que la corriente que se establece para esa frecuencia es inferior a la que tomaría el usuario si este fuera una carga lineal. En este caso, el usuario no se considera responsable por la contaminación armónica en el PCC, y de hecho contribuiría a mitigar la distorsión de las tensiones. En la Fig. 4, se ejemplifica sobre el plano complejo un caso de este tipo.

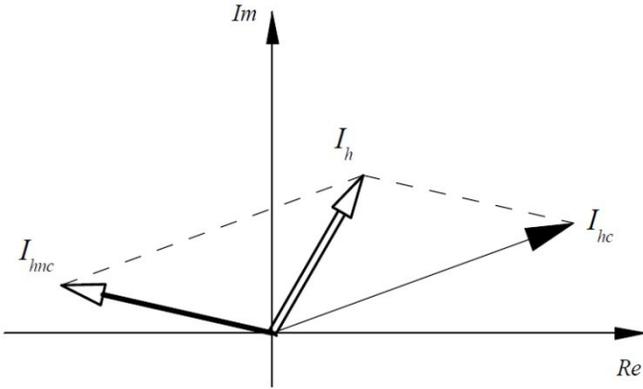


Figura 4. Ejemplo de componente medida de amplitud menor a la de la componente conforme

3. La situación límite se da cuando la componente medida es de igual amplitud que la componente conforme, o sea $|I_h| = |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$. En este caso, el usuario se comporta de manera lineal para esa frecuencia, con lo cual no se puede inculpar ni a la carga ni a la distribuidora, ya que no hay influencia mutua entre ellos. En la Fig. 5, se ejemplifica sobre el plano complejo un caso de este tipo.

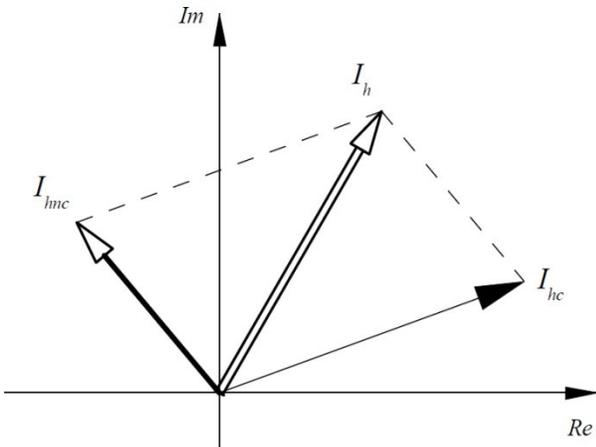


Figura 5. Ejemplo de componente medida de amplitud igual a la de la componente conforme

Con estos tres casos de ejemplo, puede intuirse que, genéricamente, la corriente no conforme no es nula, aun en la situación límite donde no se imputan responsabilidades. Resulta de interés deducir las condiciones para que se produzca tal situación límite, a fin de indicar el lugar geométrico de los fasores de corriente no conforme. Debe

recordarse que este análisis se debe implementar para todos y cada uno de los órdenes armónicos h .

En la Fig. 6, se muestra la relación fasorial entre corriente armónica total, corriente conforme y corriente no conforme para el caso límite en que $|I_h| = |I_{hc}|$, con el agregado de indicaciones de algunos ángulos y puntos auxiliares.

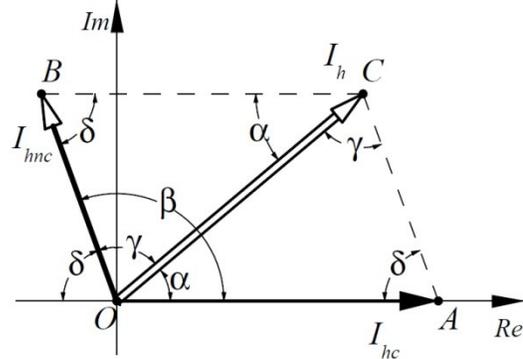


Figura 6. Esquema de la relación fasorial entre las tres corrientes para una situación límite genérica

En este esquema de la Fig. 6, corresponden las siguientes definiciones:

- O, A, B, C : puntos auxiliares
- α : ángulo entre el fasor de corriente I_h y el fasor de corriente conforme I_{hc}
- β : ángulo entre el fasor de corriente no conforme I_{hmc} y el fasor de corriente conforme I_{hc}
- δ : ángulo auxiliar
- γ : ángulo entre el fasor de corriente I_h y el fasor de corriente no conforme I_{hmc}

Se puede comprobar que se cumplen las siguientes relaciones:

$$\delta = 180^\circ - \beta \quad (5)$$

$$\gamma = \beta - \alpha \quad (6)$$

Dado que, en la situación límite, los triángulos OAC y COB son isósceles, se cumple la siguiente relación:

$$\gamma = \delta = 180^\circ - \beta \quad (7)$$

Según las propiedades de los ángulos internos de los triángulos, se cumple lo siguiente:

$$\begin{aligned} \alpha + 2 \cdot \gamma &= 180^\circ \\ \alpha + 2 \cdot (180^\circ - \beta) &= 180^\circ \\ &\Downarrow \\ \beta &= \frac{180 + \alpha}{2} \quad (8) \end{aligned}$$

Dado que AC es de la misma magnitud que OB, puede demostrarse que la siguiente es la condición necesaria para que se cumpla la situación límite $|I_h| = |I_{hc}|$:

$$\frac{|I_{hmc}|}{|I_{hc}|} = 2 \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2} \quad (9)$$

En la Tabla I, se enumeran algunos casos específicos sobre esta condición deducida para la situación límite.

TABLA I. SITUACIÓN LÍMITE SEGÚN EL VALOR DE α

Valor de α	Responsabilidad de la distribuidora	Responsabilidad del usuario
$\alpha = 0^\circ$	$ I_{hnc} > 0, \beta = 180^\circ$	$ I_{hnc} > 0, \beta = 0^\circ$
$\alpha = 60^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < 1$	$ I_{hnc} / I_{hc} > 1$
$\alpha = 90^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < \sqrt{2}$	$ I_{hnc} / I_{hc} > \sqrt{2}$
$\alpha = 180^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < 2$	$ I_{hnc} / I_{hc} > 2$

En la Tabla II, se detallan las mediciones representadas en las Fig. 1 y 2. En la primera columna, se indica el orden armónico; en la segunda y tercera, se detallan los fasores de tensión y corriente medidos; en la cuarta, se especifican la relación de amplitudes de los fasores no conforme y conforme; finalmente, en la quinta, se incluye el valor límite correspondiente [8] [22].

TABLA II. EVALUACIÓN DE LAS MEDICIONES REPRESENTADAS

h	$V_h < \theta_h$	$I_h < \phi_h$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Valor límite
1	221,2 < 20,3	108,5 < 14,5	-	-
5	3,103 < -172,4	31,02 < -125,4	20,17	1,23
7	2,312 < 53,3	14,13 < 169,0	13,39	1,96
11	2,251 < -100,1	9,210 < 4,5	9,32	1,99
13	1,554 < 132,3	4,833 < -127,7	7,34	2,00
17	1,920 < -12,0	4,318 < 101,1	5,467	1,93
19	1,840 < -156,1	3,470 < -39,7	4,598	1,84
23	1,852 < 81,2	2,831 < -168,0	3,674	1,70
25	1,990 < -59,2	2,236 < 56,1	2,660	1,54

Con un simple análisis de las últimas dos columnas de la Tabla II, se confirma que, según el criterio aquí detallado, la carga resulta responsable para todos los órdenes armónicos, ya que la relación de amplitudes calculada es siempre mayor al valor límite especificado.

Debe mencionarse una simplificación aquí adoptada por ser la carga trifásica y equilibrada: para cada orden armónico, se están evaluando los fasores de las armónicas de secuencia preponderante [22]. No se contempla el posible desequilibrio de las ternas de fasores a cada una de las frecuencias, que por lo general no es notorio en estos casos.

A modo de ejemplo, en la Fig. 7 se muestran la tensión y la corriente de frecuencia fundamental (a) y la situación relativa de los fasores de corriente para el orden armónico 17 (b) La escala relativa de tensión es 10 veces mayor en (a) que en (b); la de corriente es 10 veces mayor en (b) que en (a).

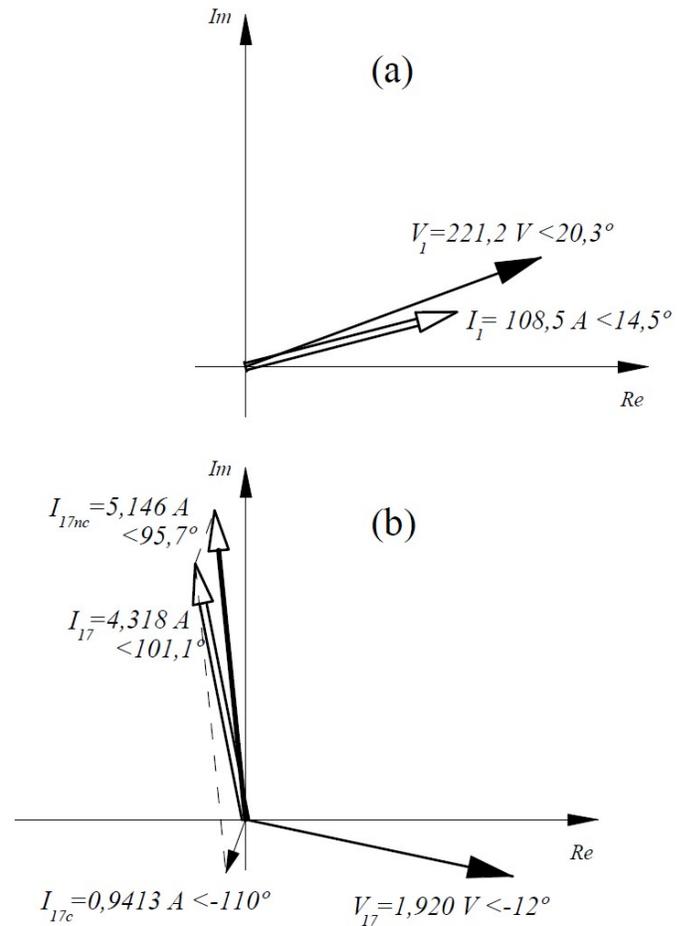


Figura 7. Muestra de la situación con las mediciones: (a) fasores de tensión y corriente de frecuencia fundamental; (b) fasores de tensión y de corriente para el orden armónico 17

A fin de proponer límites no tan restrictivos como los de la Tabla I, parece conveniente acordar ciertas proporciones que pueden establecerse en función de la frecuencia. Por ejemplo, para $\alpha = 60^\circ$, podría imputarse responsabilidad al usuario cuando $|I_{hnc}|/|I_{hc}| > a$, donde el factor a podría adoptar valores como 1,20 para frecuencias bajas o 1,50 para frecuencias más elevadas. De similar manera, para $\alpha = 60^\circ$, podría imputarse responsabilidad a la distribuidora cuando $|I_{hnc}|/|I_{hc}| < b$, donde el factor b podría adoptar valores como 0,80 o 0,65 en correspondencia con los valores de a antes sugeridos. De esta manera, se establecería una “banda neutral” de relaciones dentro de la cual se eximiría de responsabilidad tanto al usuario como a la distribuidora. Los valores para estos factores son solo sugeridos y requerirían un análisis más profundo pero, al adoptar valores diferentes en función de la frecuencia, se intenta replicar el criterio ya reflejado en la normativa de referencia.

Para completar el esquema aquí detallado, resta proponer un algoritmo para ponderar globalmente las responsabilidades por contaminación armónica a todas las frecuencias. También, el alcance de esta propuesta puede validarse adicionalmente con mediciones realizadas sobre otro tipo de cargas o a los bornes de fuentes de generación distribuida.

IV. CONCLUSIONES

En este trabajo, se propone una reformulación para un criterio de imputación de responsabilidad por contaminación armónica basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes. Se destaca el potencial de su planteo con definiciones convencionales basadas exclusivamente en valores medidos y sin evaluar la dirección de las potencias armónicas activas. Para cada orden armónico, se observa el ángulo de fase que queda entre los fasores de corriente medida y de corriente conforme: en función de ese ángulo, se establece un valor límite para la relación entre las amplitudes de las corrientes no conforme y conforme. Según la relación real sea mayor o menor al valor límite, la responsabilidad por contaminación armónica en el punto de acoplamiento común se atribuye al usuario o a la distribuidora, respectivamente. Se propone demarcar un rango de valores en torno al valor límite para los cuales no se impute responsabilidad a ninguna de las partes. La propuesta aquí detallada permite adoptar decisiones sistemáticas y repetitivas para cada frecuencia. Se plantea la necesidad de continuar investigando la aplicación de este método a otros juegos de mediciones.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a UTN por el financiamiento de este trabajo con los siguientes medios:

- Proyecto de investigación y desarrollo "Impacto sobre las redes eléctricas de la generación distribuida con energías alternativas", desarrollado en la Facultad Regional San Francisco de UTN entre el 01/01/2017 y el 31/12/2018 y homologado por el Rectorado de UTN con el código ENUTNSF0004472
- Beca convocatoria 2008 para docentes de la UTN destinadas a la formación de doctores en áreas tecnológicas prioritarias. Ministerio de Ciencia, Tecnología, e Innovación Productiva. Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica. FONCyT IP-PRH 2007

REFERENCIAS

- [1] T. Gönen, Electric power distribution engineering. 3rd edition, Boca Raton, FL, USA: CRC press, 2016.
- [2] J. C. Gómez Targarona. Calidad de potencia para usuarios y empresas eléctricas. Edigar, Buenos Aires (Argentina), 2005.
- [3] A. Wood, B. Wollenberg, "Power generation, operation and control", 2nd ed., John Wiley & Sons, Inc., New York, USA 1996.
- [4] M. Bazina, T. Tomiša, "Comparison of various methods for determining direction of harmonic distortion by measuring in point of common coupling," in Proc. ENERGYCON 2014, Dubrovnik (Croatia), 2014.
- [5] H. Hua, X. Jia, D. Cao, C. Zhao, "Practical method to determine the harmonic contribution of a specific harmonic load," in Proc. 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Hong Kong, 2012.
- [6] I. Santos, J. Oliveira, "A Proposal of Methodology for the Assignment of Responsibilities on Harmonic Distortions Using the Superposition Principle," IEEE Latin Am. Trans., vol. 12, no. 8, pp. 1426-1431, 2014.
- [7] L. Cristaldi, A. Ferrero, "Harmonic power flow analysis for the measurement of the electric power quality," IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, vol. 44, n.º 3, pp. 683-685, 1995.
- [8] ENRE, Base Metodológica para el control de la emisión de perturbaciones. Producto técnico. Etapa 2, Res. ENRE n.º 99/1997, Buenos Aires (Argentina), 1997.
- [9] ENRE, Base metodológica para el control de la calidad del producto técnico, Res. ENRE n.º 184/2000, Buenos Aires (Argentina), 2000.

- [10] C. Masetti, "Revision of European Standard EN 50160 on power quality: Reasons and solutions," de 2010 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Bergamo, Italy, 2010.
- [11] H. Markiewicz, A. Klajn, "Power Quality Application Guide. Voltage Disturbances. Standard EN 50160. Voltage Characteristics in Public Distribution Systems", Power Quality Application Guide, Vol. 5.4.2, Copper Development Association, 2004.
- [12] W. Xu, X. Liu, Y. Liu, "An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination," IEEE Trans. on Power Del., vol. 18, n.º 1, pp. 214-219, 2003.
- [13] C. Reineri, M. Florit, D. Adorni, "Un aporte para la determinación de responsabilidades en la contribución a la distorsión armónica en el punto de acoplamiento común," de Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL) 2002, Buenos Aires (Argentina), 2002.
- [14] G. Zhang, W. Xu, "Estimating harmonic distortion levels for systems with random-varying distributed harmonic-producing loads," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 2, n.º 6, pp. 847-855, 2008.
- [15] A. Testa, D. Castaldo, R. Langella, "Probabilistic Aspects of Harmonic Impedances," in Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, USA, 2002.
- [16] H. Monteiro, M. de Oliveira, R. Aleixo, C. Duque, and P. Ribeiro, "A real time implementation of an harmonic impedance estimator," in Proc. 2016 17th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brazil, 2016.
- [17] K. Krishnanand, J. Moirangthem, S. Bhandari, S. Panda, "Harmonic load modeling for smart microgrids," in Proc. 2015 IEEE International Conference on Building Efficiency and Sustainable Technologies, Singapore, 2015.
- [18] C. Chen, X. Liu, D. Koval, W. Xu, T. Tayjasanant, "Critical Impedance Method. A New Detecting Harmonic Sources Method in Distribution Systems," IEEE Trans. on Power Del., vol. 3, n.º 1, pp. 288-297, 2004.
- [19] E. Gursoy, D. Niebur, "Harmonic Load Identification Using Complex Independent Component Analysis," IEEE Trans. on Power Del., vol. 24, no. 1, pp. 285-292, 2009.
- [20] K. Srinivasan, R. Jutras, "Conforming and Non-Conforming Current for Attributing Steady State Power Quality Problems," IEEE Trans. on Power Del., vol. 13, no. 1, pp. 212-217, 1998.
- [21] K. Srinivasan, "Attributing Harmonics in Private Power Production," IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 35, no. 5, pp. 887-892, 1998.
- [22] D. M. Ferreyra, A. D. Gudiño, "Aportes para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas," de VII Jornadas de Ciencia y Tecnología CyTAL 2016: libro de actas, pp. 33-38, Villa María (Córdoba), Argentina, 2016.
- [23] C. Nascimento, E. Belati, A. Dietrich, H. de Faria Jr., A. Goedel, "Evaluating Harmonic Voltage in Electric Distribution Systems due to Six-Pulse Static Power Converter," IEEE Latin America Transactions, vol. 12, n.º 6, pp. 1036-1042, 2014



Diego M. Ferreyra graduated in Electromechanical Engineering from the National Technological University (UTN, Argentina) in 2003, and received his Master's degree in Electrical Engineering from the National University of Río Cuarto (UNRC, Argentina) in 2014. Since 2010, he is in charge of GISEner (*Grupo de Investigación sobre Energía*, Energy Research Group), a research group based in UTN's San Francisco Regional Faculty, where D. M. Ferreyra is a professor in Electromechanical Engineering. His research interests include electric machinery, renewable energies and power quality.



Claudio A. Reineri graduated in Electrical and Mechanical Engineering from the National University of Río Cuarto (UNRC, Argentina) in 1990, and received his PhD degree in industrial engineering from the Valencia Polytechnic University (Spain) in 2000. He is a member of UNRC's IPSEP (*Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Electric Power System Protection Institute) since 1992. Dr. Reineri is also a professor in Electrical Engineering at UNRC. His research interests include power quality, distribution systems and renewable energies.